



RAPPORT DE GESTION
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2018

APERÇU DE CENOVUS.....	2
REVUE DE L'EXERCICE.....	3
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	5
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	7
RÉSULTATS FINANCIERS.....	10
SECTEURS À PRÉSENTER	16
SABLES BITUMINEUX.....	17
DEEP BASIN.....	21
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	25
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS.....	27
ACTIVITÉS ABANDONNÉES.....	31
RÉSULTATS TRIMESTRIELS	31
RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ	34
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	36
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE.....	41
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	59
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	63
RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	63
PERSPECTIVES	64
MISE EN GARDE.....	67
ABRÉVIATIONS	70
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS	71

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus », « nous » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle ou ses filiales détiennent), daté du 12 février 2019, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2018 et les notes annexes (les « états financiers consolidés »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 12 février 2019, sauf indication contraire. Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective concernant nos prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative de cette information prospective ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à celle-ci, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction de Cenovus (la « direction ») a préparé ce rapport de gestion. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») a examiné le rapport de gestion et en a recommandé l'approbation au conseil; le conseil l'a approuvé le 12 février 2019. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne, peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information sur notre site Web ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Mode de présentation

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens (« dollar » ou « \$ »), sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Ils ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS » ou « PCGR ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances.

Mesures hors PCGR et autres totaux partiels

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les prix nets opérationnels, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation disponibles, la dette, la dette nette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En outre, la marge d'exploitation est un total partiel présenté aux notes 1 et 11 de nos états financiers consolidés. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires afin qu'ils puissent analyser l'information sur notre liquidité et notre capacité à dégager des fonds pour financer nos activités. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS.

La définition de chaque mesure hors PCGR ou autre total partiel et son rapprochement, s'il y a lieu, sont fournis dans les rubriques « Résultats d'exploitation », « Résultats financiers », « Situation de trésorerie et sources de financement » ou « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

APERÇU DE CENOVUS

Cenovus est une société pétrolière canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 31 décembre 2018, sa valeur s'établissait à environ 19 G\$. Ses activités comprennent des projets de sables bitumineux dans le nord-est de l'Alberta et une production bien établie de pétrole brut, de liquides du gaz naturel (« LGN ») et de gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. En 2018, le total de la production tirée des actifs en amont s'est établi en moyenne 484 000 bep par jour. Nous exerçons en outre des activités de commercialisation et détenons des participations dans diverses installations de raffinage aux États-Unis. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 446 000 barils bruts par jour de pétrole brut en 2018 pour produire en moyenne 470 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Notre stratégie

Notre stratégie consiste essentiellement à maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts et en réalisant les meilleures marges bénéficiaires sur nos produits. Nous estimons que le maintien d'une solide situation financière permettra à Cenovus de faire face à la volatilité des prix des marchandises et lui donnera la souplesse pour tirer parti d'occasions à tous les stades du cycle de prix. Nous entendons mesurer l'approche disciplinée en matière d'investissement que nous préconisons à l'égard de notre portefeuille à l'aune des augmentations de dividendes, des rachats d'actions et du maintien d'un niveau d'endettement optimal tout en conservant une excellente notation de crédit. Notre approche en matière d'investissement se concentrera sur les secteurs où, à notre avis, nous disposons du meilleur avantage concurrentiel. Nous avons l'intention de réaliser notre stratégie en exploitant au mieux nos principaux domaines d'intérêt.

Principaux domaines d'intérêt

Sables bitumineux

Nous sommes déterminés à conserver et à améliorer notre position dominante d'exploitant de sables bitumineux à faible coût et de plus grand producteur in situ en tirant parti de notre excellent dossier au chapitre de la performance opérationnelle tout en nous montrant à l'avant-garde sur le plan technique afin d'augmenter nos réserves, notre production et nos résultats financiers. Nous nous emploierons également à faire progresser l'innovation afin de saisir des occasions futures de maximiser la valeur de nos vastes réserves et d'améliorer notre empreinte environnementale.

Hydrocarbures classiques et gaz naturel

Nous veillerons à investir méthodiquement dans certains des terrains qui font partie de notre portefeuille d'hydrocarbures classiques et de gaz naturel afin de dégager des rendements solides et diversifiés et explorerons des possibilités de mise en valeur à cycle de production court pour compléter nos investissements à long terme dans les sables bitumineux.

Commercialisation, transport et raffinage

Nous nous efforcerons de maximiser la valeur de nos réserves de pétrole et de gaz en participant davantage à d'autres activités de la chaîne de valeur. Notre approche intégrée à l'égard du transport, du stockage, de la commercialisation, de la valorisation et du raffinage contribue à optimiser les marges réalisées sur chaque baril de pétrole produit.

Personnel

Nous tâchons d'offrir un milieu de travail invitant, où nos employés peuvent perfectionner leurs compétences et leurs habiletés et ainsi s'adapter à un contexte qui ne cesse d'évoluer. Notre personnel est ainsi mieux préparé à produire des résultats. Nous sommes déterminés à mériter la confiance des collectivités où nous exerçons nos activités en nous montrant à la hauteur de nos valeurs et de nos engagements.

Nos activités

Sables bitumineux

Les installations de la société comprennent des projets de sables bitumineux dans le nord-est de l'Alberta, exploités selon la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV »), à savoir Foster Creek, Christina Lake, Narrows Lake et divers nouveaux projets. Foster Creek et Christina Lake sont en phase de production, tandis que Narrows Lake est aux premiers stades de mise en valeur. Ces trois projets sont situés dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta. Notre projet Telephone Lake est situé dans la région de Borealis, aussi dans le nord-est de l'Alberta.

Deep Basin

Nos activités du Deep Basin se composent d'actifs de gaz naturel riche en liquides, de condensats et d'autres LGN ainsi que d'actifs de pétrole léger et moyen, essentiellement situés dans les secteurs opérationnels d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater, en Colombie-Britannique et en Alberta, et comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel (collectivement, les « actifs du Deep Basin »). Les actifs du Deep Basin ont été acquis auprès de ConocoPhillips Company et de certaines de ses filiales (ensemble, « ConocoPhillips »), avec la participation de 50 % que ConocoPhillips détenait dans FCCL Partnership (« FCCL ») le 17 mai 2017 (l'« acquisition »). Les actifs du Deep Basin offrent des possibilités de mise en valeur à cycle de production court qui présentent un potentiel de rendement élevé, qui permettent de compléter la mise en valeur à long terme des sables bitumineux. Une partie du gaz naturel que nous produisons sert de combustible pour nos activités liées aux sables bitumineux et fournit une couverture économique à l'égard du gaz naturel nécessaire à l'alimentation en carburant des activités des raffineries.

Raffinage et commercialisation

Les installations de Cenovus comprennent deux raffineries situées dans l'Illinois et au Texas, aux États-Unis. Ces raffineries sont détenues conjointement, en parts égales, avec Phillips 66, société ouverte américaine non liée, et sont exploitées par celle-ci. En 2018, les raffineries de Wood River et de Borger (les « raffineries ») avaient une capacité brute de traitement du pétrole brut d'environ 314 000 barils par jour et 146 000 barils par jour, respectivement. Étant donné leur rendement opérationnel toujours excellent, leur taux d'utilisation supérieur et les opérations d'optimisation réalisées en 2018, la capacité brute des deux raffineries a été relevée à compter du 1^{er} janvier 2019. La capacité brute de la raffinerie de Wood River a été fixée à 333 000 barils par jour et celle de la raffinerie de Borger, à 149 000 barils par jour. Ces chiffres tiennent compte d'une capacité de traitement du brut lourd fluidifié pouvant aller jusqu'à 255 000 barils bruts par jour. Grâce à ses raffineries, la société peut réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés tels le diesel, l'essence et le carburéacteur, ce qui réduit en partie la volatilité découlant des fluctuations des écarts de prix régionaux entre le brut lourd et le brut léger en Amérique du Nord.

Ce secteur englobe également les activités du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut situé à Bruderheim, en Alberta, ainsi que les activités de commercialisation des achats et des ventes de produits de tiers, qui sont menées afin d'assurer une souplesse opérationnelle au chapitre des engagements de transport, de la qualité des produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes

Exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Sables bitumineux	Deep Basin	Raffinage et commercialisation
Marge d'exploitation	1 086	312	996
Dépenses d'investissement	887	211	208
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	199	101	788

REVUE DE L'EXERCICE

En 2018, nous avons respecté les engagements que nous avons pris envers nos actionnaires. Nous avons fait preuve de discipline en matière d'investissement et de domination du marché par les coûts, considérablement progressé dans notre processus de désendettement du bilan et renforcé notre position sur le plan de l'accès aux marchés à long terme. La performance opérationnelle est restée solide : la production tirée des activités poursuivies s'est établie en moyenne à 483 458 bep par jour, soit 32 % de plus qu'en 2017. Les raffineries ont aussi connu une excellente performance opérationnelle en 2018, puisque Wood River et Borger ont surpassé leur capacité nominale au second semestre de l'exercice, après les révisions de grande envergure prévues effectuées au premier trimestre.

La grande volatilité des prix du pétrole brut a persisté en 2018; le West Texas Intermediate (« WTI »), qui atteignait près de 80 \$ US le baril en octobre, avait reperdu plus de 30 \$ US le baril à la fin de l'année. Dans l'ensemble, le prix du WTI s'est établi en moyenne à 27 % de plus qu'en 2017, tandis que celui du Western Canadian Select (« WCS ») subissait le contrecoup négatif des contraintes limitant la capacité de transport. L'écart entre le prix du WTI et celui du WCS s'est établi en moyenne à 26,31 \$ US le baril, soit 120 % de plus qu'en 2017, et il a atteint le record de 52,00 \$ US le baril au quatrième trimestre, de sorte que le prix de référence moyen du WCS est resté à peu près identique d'une année à l'autre. L'immobilité du prix du WCS, l'augmentation du coût des condensats sous l'effet de la hausse du prix de référence du WTI et les considérables pertes réalisées liées à la gestion des risques se sont ligüées pour nuire aux résultats financiers (la marge d'exploitation) que nous tirons de nos actifs en amont. Simultanément, en revanche, les écarts considérables entre le prix du WTI et celui du WCS ainsi qu'entre le prix du WTI et celui du West Texas Sour (« WTS ») ont représenté un avantage relativement au coût de la charge d'alimentation de nos raffineries qui a fait augmenter les résultats financiers (la marge d'exploitation) que dégage cette partie de nos activités.

Notre perte nette pour l'exercice, qui se chiffre à 2,7 G\$, tient compte de la radiation de coûts de prospection et d'évaluation de 2,1 G\$ dans le Deep Basin, d'une perte à la vente de Cenovus Pipestone Partnership (« CPP ») et d'une provision au titre de contrats déficitaires de 629 M\$ liée à des biens immobiliers et constituée après la sous-location d'une importante partie de nos biens immobiliers excédentaires. Nous avons aussi engagé des indemnités de départ faisant suite à des réductions de l'effectif.

En 2018, nous avons :

- remboursé une tranche de 876 M\$ US de nos billets non garantis, ramenant ainsi la dette nette à 8,4 G\$, du fait de fonds provenant de l'exploitation disponibles de 311 M\$ et du produit de 1 050 M\$ sur le dessaisissement d'actifs. En janvier 2019, nous avons racheté une tranche supplémentaire de 324 M\$ US de nos billets non garantis à un prix inférieur à leur valeur nominale;
- renforcé notre position sur le plan de l'accès aux marchés à long terme en concluant des ententes de transport ferroviaire de trois ans visant le transport d'environ 100 000 barils par jour de pétrole brut lourd depuis le nord de l'Alberta jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui nous procure un moyen d'atténuer quelque peu l'incidence de la congestion des pipelines sur les prix;
- augmenté de 100 000 barils par jour notre capacité réservée sur l'oléoduc proposé Keystone XL;
- ramené à 7,65 \$ par baril les charges d'exploitation liées aux sables bitumineux, soit une baisse de 9 % par rapport à 2017;
- inscrit un prix net opérationnel de la société moyen tiré des activités poursuivies avant la réalisation des couvertures de 18,51 \$ par bep, soit une baisse de 11 % par rapport à celui de 2017;
- réalisé une marge d'exploitation tirée des activités poursuivies en amont de 1 398 M\$, comparativement à une marge de 2 394 M\$ en 2017, en partie à cause de pertes liées à la gestion des risques de 1 577 M\$, réalisées en grande partie sur les contrats de couverture conclus en 2017;
- dégagé une marge d'exploitation de près de 1,0 G\$ dans le secteur Raffinage et commercialisation grâce aux taux d'utilisation de pétrole brut élevés aux deux raffineries et à l'avantage relatif au coût de la charge d'alimentation associé à l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut;
- réévalué nos projets de prospection et d'évaluation dans le Deep Basin dans le cadre de notre plan d'affaires actuel. Nous avons donc radié, au quatrième trimestre, des coûts de prospection et d'évaluation de 2,1 G\$ auparavant incorporés à l'actif en les inscrivant à titre de coûts de prospection;
- comptabilisé une perte nette découlant des activités poursuivies de 2 916 M\$ comparativement à un bénéfice net de 2 268 M\$ en 2017;
- investi des capitaux de 1 363 M\$, contre 1 661 M\$ en 2017, ce qui cadre avec notre volonté constante de gérer nos capitaux avec rigueur, la réalisation d'un programme de forage de puits de maintien et de reforage moins ambitieux que l'année précédente et le fait que les dépenses d'investissement nécessaires à l'avancement de la phase G de Christina Lake ont été moins élevées que prévu;
- atteint le stade de la récupération des coûts aux fins des redevances pour notre projet de Christina Lake, puisque le cumul des produits des activités ordinaires du projet dépasse le cumul des coûts déductibles du projet. Par conséquent, le calcul des redevances se fonde désormais sur les taux en fonction de l'atteinte du stade de la récupération des coûts, comme il est expliqué à la rubrique « Sables bitumineux » du présent rapport de gestion;
- conclu une entente de sous-location visant certains de nos locaux à bureaux de Calgary qui sont excédentaires par rapport à nos besoins.

Le 2 décembre 2018, le gouvernement de l'Alberta a annoncé une réduction de la production de pétrole temporaire, obligatoire pour les producteurs de pétrole de l'Alberta, à compter de janvier 2019, dans le but de comprimer les écarts de prix, qui ont atteint des sommets encore jamais vus. Notre production de 2019 devra être adaptée en conséquence, mais l'amélioration des prix du pétrole attendue de cette mesure devrait avoir une incidence positive sur nos flux de trésorerie.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Volumes de production en amont

	2018	Variation (%)	2017	Variation (%)	2016
Activités poursuivies					
Liquides (b/j)					
Sables bitumineux					
Foster Creek	161 979	30	124 752	78	70 244
Christina Lake	201 017	20	167 727	111	79 449
	362 996	24	292 479	95	149 693
Deep Basin					
Pétrole brut	5 916	51	3 922	-	-
LGN	26 538	57	16 928	-	-
	32 454	56	20 850	-	-
Production de liquides (b/j)	395 450	26	313 329	109	149 693
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Sables bitumineux	1	(90)	10	(41)	17
Deep Basin ¹⁾	527	67	316	-	-
	528	62	326	1 818	17
Production tirée des activités poursuivies (bep/j)	483 458	32	367 635	141	152 527
Production tirée des activités abandonnées (Hydrocarbures classiques) (bep/j)	294	(100)	102 855	(14)	118 998
Total de la production (bep/j)	483 752	3	470 490	73	271 525

1) Y compris la production de 306 Mpi³/j utilisée pour consommation interne par le secteur Sables bitumineux pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (consommation interne de néant de la production du Deep Basin en 2017 et en 2016).

Nos activités en amont ont donné un excellent rendement, car nous avons géré avec succès nos taux de production en fonction des contraintes limitant la capacité de transport pipelinier et des piètres prix du pétrole lourd. La production totale provenant des activités poursuivies a augmenté de 32 % par rapport à 2017, principalement parce que l'acquisition a contribué aux volumes pendant l'exercice 2018 complet. De plus, le solide rendement opérationnel des sables bitumineux et la production accrue provenant des actifs du Deep Basin ont permis de produire des volumes plus élevés, mais ces facteurs ont été en partie contrebalancés par le dessaisissement de CPP le 6 septembre 2018.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la production de notre secteur Hydrocarbures classiques inclut les résultats de nos installations de Suffield, qui ont été vendues le 5 janvier 2018. Tous les montants se rapportant aux actifs de notre secteur Hydrocarbures classiques sont comptabilisés dans les activités abandonnées.

Réserves de pétrole et de gaz

À la clôture de 2018, d'après les rapports préparés par des évaluateurs de réserves indépendants agréés (« ERQI »), nos réserves prouvées totalisaient environ 5,2 milliards de bep, soit à peu près le même nombre qu'en 2017, tandis que le total de nos réserves prouvées et probables avait diminué de 2 % et s'établissaient approximativement à 7 milliards de bep.

Pour de plus amples renseignements sur nos réserves, se reporter à la section « Réserves de pétrole et de gaz » du présent rapport de gestion.

Prix nets opérationnels liés aux activités poursuivies

Le prix net opérationnel est une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, définie dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*, qui permet d'évaluer le rendement opérationnel unitaire d'une entreprise. Le prix net opérationnel correspond à la marge par baril d'équivalent de pétrole. Il s'entend des ventes brutes moins les redevances, les frais de transport et de fluidification, les charges d'exploitation et la taxe sur la production et les impôts miniers, divisées par les volumes de vente. Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente. Le prix de vente, les frais de transport et de fluidification et les volumes de vente ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats. Les condensats sont mélangés au pétrole lourd et servent à réduire sa viscosité, ce qui facilite son transport vers les marchés. La formule de calcul du prix net opérationnel de la société est conforme à la définition de cette mesure figurant dans le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*. Pour un rapprochement des prix nets opérationnels, voir la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

(\$/bep)	2018	2017	2016
Prix de vente	35,74	36,86	27,37
Redevances	3,43	2,07	0,17
Transport et fluidification	6,11	5,43	6,51
Charges d'exploitation	7,68	8,46	8,94
Taxe sur la production et impôts miniers	0,01	0,01	-
Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques¹⁾	18,51	20,89	11,75
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(9,90)	(2,35)	3,22
Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques¹⁾	8,61	18,54	14,97

1) Exclusion faite des résultats du secteur Hydrocarbures classiques, classé dans les activités abandonnées. Exclusion faite des ventes intersectorielles.

Notre prix net opérationnel moyen, exclusion faite des profits et des pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué de 11 % en 2018 en raison de l'augmentation des redevances et des coûts de transport et de fluidification, de même qu'à cause de la diminution des prix de vente réalisés; ces facteurs ont en partie été compensés par la baisse des charges d'exploitation. Le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain, par rapport à 2017, a eu une incidence négative d'environ 0,05 \$ par bep sur les prix de vente.

Raffinage et commercialisation

Les deux raffineries ont inscrit une solide performance opérationnelle en 2018, ayant bénéficié de marges de craquage plus élevées grâce à l'amélioration des prix des produits et à l'élargissement considérable des écarts WTI-WCS et WTI-WTS, ce qui a constitué un avantage relativement au coût de la charge d'alimentation. Après des révisions de grande envergure prévues effectuées en grande partie au premier trimestre de 2018, les taux d'utilisation du brut des deux raffineries se sont chiffrés en moyenne au-dessus de la capacité nominale des raffineries au second semestre de 2018.

	2018	Variation (%)	2017	Variation (%)	2016
Production de pétrole brut ¹⁾ (kb/j)	446	1	442	-	444
Pétrole lourd ¹⁾	191	(5)	202	(13)	233
Produits raffinés ¹⁾ (kb/j)	470	-	470	-	471
Taux d'utilisation du pétrole brut ^{1), 2)} (%)	97	1	96	(1)	97
Marge d'exploitation (en millions de dollars)	996	67	598	73	346

1) Correspond à la totalité de l'exploitation des raffineries de Wood River et de Borger.

2) À compter du 1^{er} janvier 2019, la capacité nominale de nos raffineries est de 482 000 barils bruts par jour.

La marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation a augmenté de 67 % en 2018, principalement en raison de l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut et d'une réduction du coût associé aux numéros d'identification renouvelables (« NIR »), facteurs en partie contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation en raison des révisions prévues aux deux raffineries au premier trimestre de 2018.

Le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur les variations des volumes de production et d'autres éléments pris en compte dans le calcul des prix nets opérationnels et des données sur le raffinage à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les activités de gestion des risques de Cenovus, se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion et aux notes annexes aux états financiers consolidés.

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

En ce qui concerne nos résultats financiers, les principaux inducteurs de performance sont les prix des marchandises, les écarts de prix, les marges de craquage des raffineries, ainsi que le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Le tableau qui suit présente certains prix de référence et les taux de change moyens du dollar américain par rapport au dollar canadien destinés à faciliter la lecture de nos résultats financiers.

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

(\$ US/b, sauf indication contraire)	T4 2018	T4 2017	2018	Variation (%)	2017	2016
Brent						
Moyenne	68,08	61,54	71,53	30	54,82	45,04
Fin de la période	53,80	66,87	53,80	(20)	66,87	56,82
WTI						
Moyenne	58,81	55,40	64,77	27	50,95	43,32
Fin de la période	45,41	60,42	45,41	(25)	60,42	53,72
Écart moyen Brent/WTI	9,27	6,14	6,76	75	3,87	1,72
WCS						
Moyenne	19,39	43,14	38,46	(1)	38,97	29,48
Moyenne (\$ CA/b)	25,60	54,84	49,81	(1)	50,56	39,05
Fin de la période	30,69	34,93	30,69	(12)	34,93	38,81
Écart moyen WTI/WCS	39,42	12,26	26,31	120	11,98	13,84
WTS						
Moyenne	52,38	54,93	57,24	15	49,91	42,36
Fin de la période	38,53	60,47	38,53	(36)	60,47	52,27
Écart moyen WTI/WTS	6,43	0,47	7,53	624	1,04	0,96
Condensats (C5 à Edmonton)						
Moyenne	45,28	57,97	61,00	18	51,57	42,47
Moyenne (\$ CA/b)	59,74	73,66	79,02	18	66,89	56,25
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	13,53	(2,57)	3,77	(708)	(0,62)	0,85
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(25,89)	(14,83)	(22,54)	79	(12,60)	(12,99)
Mélange non corrosif mixte (« MSW » à Edmonton)						
Moyenne	32,51	54,26	53,65	11	48,49	40,11
Moyenne (\$ CA/b)	42,89	68,95	69,49	10	62,89	53,13
Fin de la période	44,19	53,03	44,19	(17)	53,03	51,26
Moyenne des prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	66,65	74,36	77,96	16	66,95	56,24
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	84,25	80,58	86,75	26	69,09	56,33
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries²⁾						
Chicago	13,43	21,09	15,97	(5)	16,77	13,07
Groupe 3	14,57	18,77	16,74	1	16,61	12,27
Moyenne des prix du gaz naturel						
Prix AECO (\$ CA/kpi ³⁾) ³⁾	1,90	1,96	1,53	(37)	2,43	2,09
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³⁾)	3,64	2,93	3,09	(1)	3,11	2,46
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³⁾)	2,19	1,40	1,90	51	1,26	0,89
Taux de change (\$ US/\$ CA)						
Moyenne	0,758	0,787	0,772	-	0,771	0,755
Fin de la période	0,733	0,797	0,733	(8)	0,797	0,745

1) Ces prix de référence ne correspondent pas aux prix de vente que nous avons réalisés. Pour obtenir les prix de vente réalisés moyens et les résultats de la gestion des risques de la société, se reporter aux tableaux des prix nets opérationnels des rubriques « Résultats d'exploitation » et « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

2) La moyenne des marges de craquage 3-2-1 est un indicateur de la marge de raffinage évalué à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

3) Indice mensuel du gaz naturel AECO (Alberta Energy Company).

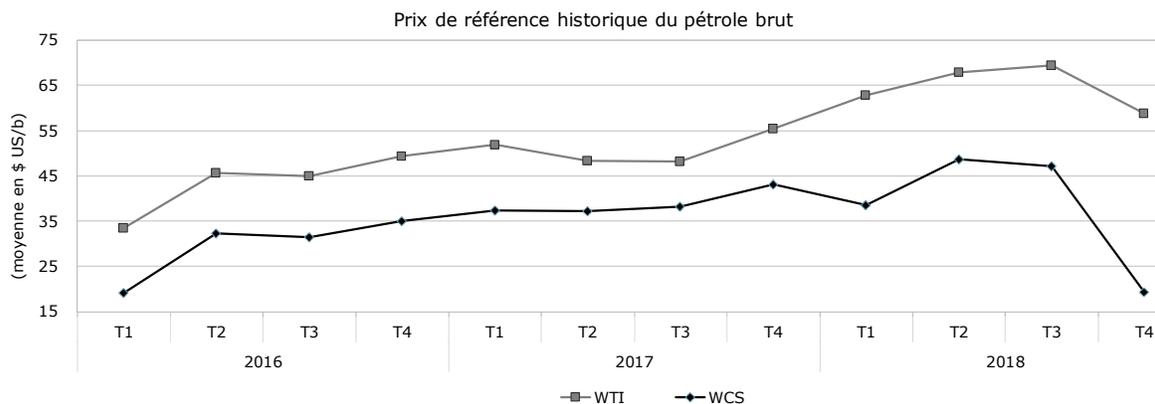
Prix de référence – pétrole brut

En 2018, les prix de référence du pétrole brut Brent et WTI annuels se sont améliorés, tandis que les écarts sur le pétrole lourd se sont élargis considérablement sous l'effet des contraintes limitant l'accès aux marchés et de l'accroissement de la production de pétrole lourd en Alberta. En moyenne, les prix du Brent et du WTI ont été plus élevés de 30 % et de 27 %, respectivement, qu'en 2017; le prix du WCS, quant à lui, a été inférieur de 1 %.

L'incertitude persistante concernant l'offre vénézuélienne et la possibilité que les États-Unis imposent des sanctions à l'Iran ont favorisé l'amélioration des prix de référence du pétrole brut à l'échelle mondiale pendant la plus grande partie de 2018. La diminution des stocks liée au respect du plan visant à réduire la production, présenté au quatrième trimestre de 2016 par les pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») et la Russie, a soutenu les prix mondiaux du pétrole. En juin 2018, l'OPEP a convenu de revenir en arrière sur les réductions de production que doivent respecter ses membres, ce qui a entraîné la possibilité d'une légère hausse de la production et réveillé les craintes d'une surabondance de l'offre. Par ailleurs, la diminution des prévisions concernant la demande mondiale pour 2019 et la faiblesse généralisée des marchés ont pesé sur les prix du brut à la veille de la réunion de l'OPEP de décembre 2018, au cours de laquelle l'OPEP a de nouveau décidé de réduire la production dans l'espoir de réduire les stocks et de soutenir les prix.

Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut en Amérique du Nord, et l'équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les taux de redevances relatifs à de nombreux biens pétroliers de la société. En 2018, l'écart entre le WTI et le Brent s'est beaucoup élargi par rapport à 2017. Les prix du WTI ont été limités par le fait que la production provenant du bassin Permian a surpassé la capacité de transport pipelinier hors de l'ouest du Texas, ce qui a donné lieu à une augmentation des volumes acheminés entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique par des pipelines dont la capacité de transport était déjà quasi atteinte. Les prix du WTI se sont également ressentis défavorablement, au second semestre de 2018, du début de la période saisonnière de maintenance des raffineries dans les régions du Midwest et de l'intérieur des terres aux États-Unis, qui a fait baisser la demande de pétrole brut.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est considérablement élargi en 2018 par rapport à 2017. L'accroissement de la production a donné lieu à des répartitions de la capacité pipelinère alors que l'incapacité de transporter les volumes additionnels par train à court terme et l'incertitude entourant les pipelines futurs ont continué de comprimer les prix de référence du WCS. Le 2 décembre 2018, le gouvernement de l'Alberta a annoncé une réduction de la production de pétrole temporaire, obligatoire pour les producteurs de pétrole de l'Alberta, à compter de janvier 2019, dans le but de comprimer les écarts de prix, qui ont atteint des sommets encore jamais vus. En réaction à cette mesure gouvernementale, l'écart entre le WTI et le WCS s'est nettement comprimé jusqu'ici en 2019. Le degré de la réduction imposée devrait baisser dans le courant de l'année, à mesure que les stocks de pétrole reviennent à la normale; la capacité de transport ferroviaire accrue et l'éventuel démarrage du projet de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge, plus tard dans l'année, contribueront en outre à soulager les contraintes de transport.



Le WTS est un important prix de référence pour le pétrole brut nord-américain qui vise un type de pétrole plus acide et plus lourd que le pétrole brut WTI; il s'agit de la principale composante de la charge d'alimentation à la raffinerie de Borger. L'écart entre les prix de référence du WTI et du WTS s'est amplifié considérablement en 2018, du fait principalement de la congestion des pipelines hors de l'ouest du Texas, comme il est expliqué plus haut.

La fluidification du bitume au moyen de condensats permet le transport de la production par pipelines. Nos ratios de fluidification, soit les volumes de diluants en pourcentage du total des volumes fluidifiés, ont varié dans une fourchette d'environ 25 % à 33 %. L'écart WCS-condensats est un point de référence important, car lorsque cet écart diminue, la récupération du coût d'achat des condensats augmente généralement pour chaque baril de pétrole brut fluidifié vendu. Lorsque l'offre de condensats en Alberta ne suffit pas à la demande, les prix des condensats à Edmonton peuvent être liés aux prix des condensats sur la côte américaine du golfe du Mexique, auxquels s'ajoute le coût du transport des condensats jusqu'à Edmonton.

En 2018, les prix de référence des condensats ont été en moyenne supérieurs de 18 %, ce qui cadre avec l'augmentation des prix du pétrole léger par rapport aux périodes correspondantes. L'écart moyen WTI-condensats a varié de 4,39 \$ US le baril, les condensats se vendant à escompte par rapport au WTI en 2018 alors qu'ils se vendaient à prime en 2017. L'escompte des prix des condensats relativement au WTI en 2018 est imputable aux stocks élevés à l'échelle canadienne, outre l'accroissement de l'offre au Canada conjuguée aux importations supérieures aux prévisions.

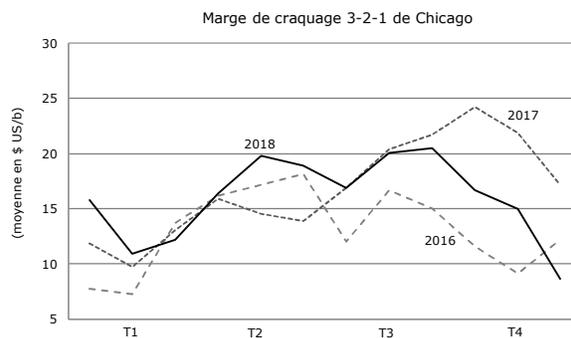
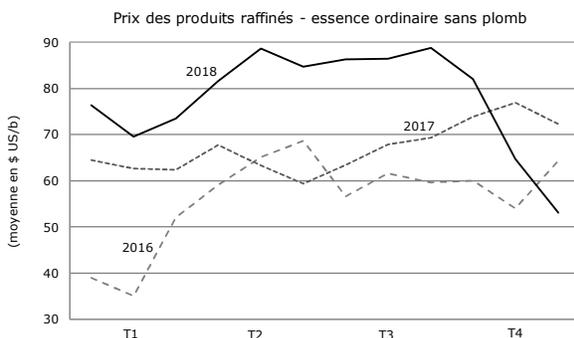
Le MSW est un prix de référence du pétrole brut léger non sulfuré qui est établi en Alberta et qui porte sur la production d'hydrocarbures classiques au Canada, tel que le pétrole brut produit par les actifs de la société situés dans le Deep Basin. Le prix de référence moyen du MSW a progressé en 2018 par rapport à 2017, ce qui cadre avec la hausse globale des prix moyens pour le brut.

Prix de référence – raffinage

Les prix de référence que sont le prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et le prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage de marché 3-2-1 à Chicago. La marge de craquage 3-2-1 sur le marché est un indicateur de la marge de raffinage résultant de la transformation de trois barils de pétrole brut en deux barils d'essence ordinaire sans plomb et un baril de diesel à très faible teneur en soufre calculé en fonction des prix de la charge d'alimentation en pétrole brut selon le prix du WTI et évalué à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

La moyenne des prix des produits raffinés à Chicago a monté en 2018 en raison principalement de la hausse des prix du pétrole brut à l'échelle mondiale. Les marges de craquage des raffineries en Amérique du Nord sont exprimées en fonction du WTI tandis que les prix des produits raffinés sont fondés sur les prix internationaux. C'est pourquoi la vigueur des marges de craquage des raffineries dans le Midwest et à l'intérieur des terres aux États-Unis reflétera l'écart entre les prix de référence du Brent et du WTI. En 2018, la marge de craquage 3-2-1 à Chicago a perdu 5 %, tandis que la marge de craquage du groupe 3 restait à peu près au même niveau qu'en 2017.

Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux autres facteurs, dont la diversité de la charge de pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, le délai entre l'achat et la livraison du pétrole brut et le coût de la charge d'alimentation qui est évalué selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.



Prix de référence – gaz naturel

Les prix moyens AECO ont diminué en 2018 à cause de l'accroissement de l'offre de gaz naturel en Alberta et des restrictions visant la capacité d'exportation. Le prix moyen au NYMEX a lui aussi diminué légèrement par rapport à 2017 à cause de la croissance continue de l'offre liée à la mise en valeur du gaz de schiste aux États-Unis et du gaz naturel provenant des gisements de pétrole brut.

Taux de change de référence

Nos produits des activités ordinaires sont exposés au risque de change, car les prix de vente du pétrole brut, des LGN, du gaz naturel et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence en dollars américains. Le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet négatif sur les résultats que nous présentons. De même, à mesure que le dollar canadien se déprécie, il y a des effets positifs sur les résultats que nous présentons. Nos produits des activités ordinaires ainsi que notre dette à long terme sont libellés en dollars américains. Lorsque le dollar canadien s'apprécie, notre dette libellée en dollars américains donne lieu à des profits de change latents à la conversion en dollars canadiens.

En 2018, le dollar canadien s'est apprécié en moyenne par rapport au dollar américain, comparativement à 2017, ce qui a eu une incidence négative d'environ 27 M\$ sur les produits des activités ordinaires en 2018, exclusion faite de ceux du secteur Hydrocarbures classiques. Le dollar canadien était plus faible au 31 décembre 2018 qu'au 31 décembre 2017 par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à des pertes de change latentes de 602 M\$ à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats financiers consolidés

En 2018, les principaux moteurs de nos résultats financiers ont été l'incidence de l'acquisition, l'augmentation des prix de référence du pétrole léger, la hausse des prix des condensats, l'élargissement important des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et les pertes réalisées liées à la gestion des risques. Les principales mesures de performance sont analysées en détail dans le présent rapport de gestion.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2018	Variation (%)	2017	Variation (%)	2016
Produits des activités ordinaires	20 844	22	17 043	55	11 006
Marge d'exploitation¹⁾					
Des activités poursuivies	2 394	(20)	2 992	145	1 223
Total de la marge d'exploitation	2 431	(30)	3 483	97	1 767
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation					
Des activités poursuivies	2 118	(19)	2 611	513	426
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 154	(30)	3 059	255	861
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾					
Des activités poursuivies	1 637	(33)	2 447	154	965
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	1 674	(43)	2 914	105	1 423
Résultat d'exploitation²⁾					
Des activités poursuivies	(2 755)	(8 003)	(34)	88	(291)
par action (\$) ³⁾	(2,24)	(7 367)	(0,03)	91	(0,35)
Total du résultat d'exploitation	(2 729)	(2 266)	126	(133)	(377)
par action (\$) ³⁾	(2,22)	(2 118)	0,11	(124)	(0,45)
Résultat net					
Des activités poursuivies	(2 916)	(229)	2 268	(594)	(459)
par action (\$) ³⁾	(2,37)	(215)	2,06	(475)	(0,55)
Total du résultat net	(2 669)	(179)	3 366	(718)	(545)
par action (\$) ³⁾	(2,17)	(171)	3,05	(569)	(0,65)
Total de l'actif	35 174	(14)	40 933	62	25 258
Total des passifs financiers à long terme⁴⁾	8 602	(11)	9 717	52	6 373
Dépenses d'investissement⁵⁾					
Des activités poursuivies	1 363	(6)	1 455	70	855
Total des dépenses d'investissement	1 363	(18)	1 661	62	1 026
Dividendes					
Dividendes en numéraire	245	9	225	36	166
Par action (\$) ³⁾	0,20	-	0,20	-	0,20

1) Total partiel présenté aux notes 1 et 11 des états financiers consolidés et défini dans le présent rapport de gestion.

2) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion.

3) Résultat de base et dilué par action.

4) Comprend la dette à long terme, les passifs liés à la gestion des risques et d'autres passifs financiers inclus au poste « Autres passifs » des états consolidés de la situation financière.

5) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation et aux actifs détenus en vue de la vente.

Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)	2018	2017
	c. 2017	c. 2016
Produits des activités ordinaires de l'exercice comparatif	17 043	11 006
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	2 421	4 212
Deep Basin	318	514
Raffinage et commercialisation	1 331	1 413
Activités non sectorielles et éliminations	(269)	(102)
Produits des activités ordinaires à la fin de l'exercice	20 844	17 043

Les produits tirés des activités en amont ont augmenté par rapport à 2017 grâce aux volumes de vente supplémentaires attribuables essentiellement à l'acquisition. L'augmentation a été en partie annulée par la baisse des prix réalisés et la hausse des redevances.

Les produits tirés des activités de raffinage et de commercialisation ont monté de 14 % en 2018, principalement en raison de la hausse des prix des produits raffinés, ce qui cadre avec l'augmentation des prix de référence moyens des produits raffinés à Chicago. Les produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par notre groupe de commercialisation ont diminué en 2018 par rapport à 2017 en raison du recul des volumes de pétrole brut et de gaz naturel vendus et de la baisse des prix du gaz naturel, annulés en partie par la hausse des prix du pétrole brut.

Les produits tirés du secteur Activités non sectorielles et éliminations se rapportent aux ventes de gaz naturel et de pétrole brut et aux produits d'exploitation entre secteurs; ils sont comptabilisés aux prix de cession interne, eux-mêmes établis en fonction des prix en vigueur sur le marché.

Pour de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

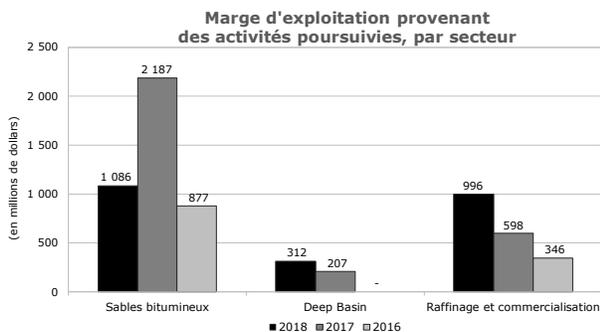
Marge d'exploitation

La marge d'exploitation est un total partiel présenté aux notes 1 et 11 des états financiers consolidés qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie de nos actifs. La marge d'exploitation correspond aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges d'exploitation et de la taxe sur la production et des impôts miniers, plus les profits réalisés liés à la gestion des risques, moins les pertes réalisées sur ces opérations. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul de la marge d'exploitation.

(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires	21 568	17 498	11 359
(Ajouter) déduire :			
Produits achetés	9 261	8 476	7 325
Transport et fluidification	5 969	3 760	1 721
Charges d'exploitation	2 367	1 956	1 243
Taxe sur la production et impôts miniers	1	1	-
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	1 576	313	(153)
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies	2 394	2 992	1 223
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	37	491	544
Total de la marge d'exploitation	2 431	3 483	1 767

La marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a diminué en 2018 par rapport à 2017, principalement en raison des facteurs suivants :

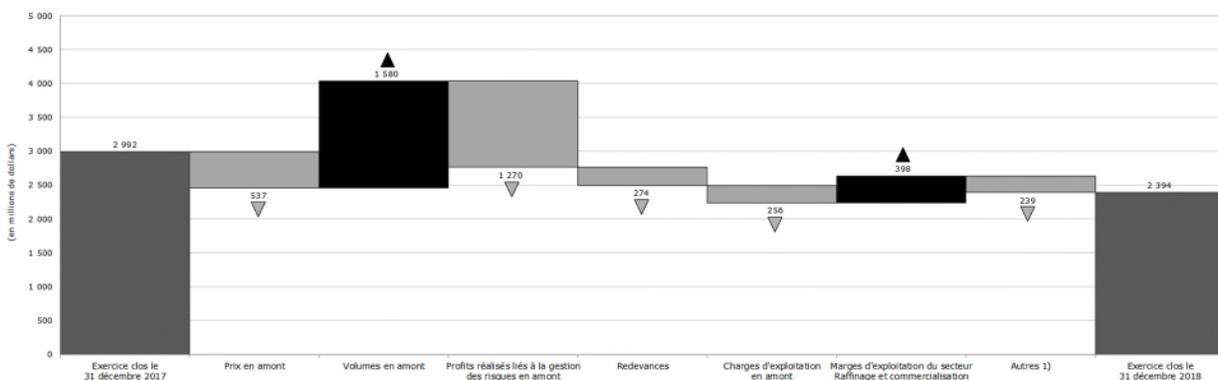
- l'accroissement des frais de transport et de fluidification causé principalement par l'acquisition, qui s'est traduite par une augmentation des volumes de condensats nécessaires pour la fluidification de notre production accrue liée aux sables bitumineux, ainsi que par la hausse des prix de référence des condensats;
- les pertes réalisées liées à la gestion des risques de 1 576 M\$ (pertes de 313 M\$ en 2017);
- la réduction du prix de vente moyen des liquides;
- la hausse des redevances imputable essentiellement à un redressement du prix de référence du WTI (dont dépend le taux des redevances), à l'amplification des volumes de vente et au fait que le projet de Christina Lake a atteint le stade de la récupération des coûts au troisième trimestre de 2018;
- l'augmentation des charges d'exploitation en amont, sous l'effet essentiellement de l'acquisition.



Cette diminution de la marge d'exploitation a été en partie compensée par les facteurs suivants :

- l'accroissement de nos volumes de vente de liquides et de gaz naturel faisant suite à l'acquisition;
- la progression de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation grâce à l'élargissement des écarts du brut.

Variation de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies



1) L'élément Autres comprend la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd comptabilisés dans les produits des activités ordinaires et les coûts des condensats inscrits dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats.

D'autres renseignements sur les facteurs expliquant la variation de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies figurent à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et fonds provenant de l'exploitation ajustés

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Ils s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu de la variation nette des autres actifs et des autres passifs et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Les éléments hors trésorerie du fonds de roulement se composent des actifs courants et des passifs courants, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des activités de gestion des risques, du paiement éventuel, des actifs détenus en vue de la vente et des passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente. La variation nette des autres actifs et des autres passifs se compose des coûts de remise en état des lieux et de la capitalisation des régimes de retraite.

Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et fonds provenant de l'exploitation ajustés

(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	2 154	3 059	861
(Ajouter) déduire :			
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(72)	(107)	(91)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	552	252	(471)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾	1 674	2 914	1 423

1) Comprennent les résultats du secteur Hydrocarbures classiques, classé dans les activités abandonnées.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été inférieurs à ceux de 2017 en raison de la baisse de la marge d'exploitation, mentionnée plus haut, du recul du produit d'impôt exigible et de la hausse des frais généraux et frais d'administration imputable surtout aux indemnités de départ de 60 M\$, outre la hausse des frais de location. En 2017, nous avons bénéficié de profits réalisés liés à la gestion des risques de 146 M\$ sur les contrats de change, facteur contrebalancé en partie par les coûts de transaction de 56 M\$ liés à l'acquisition. Ces baisses ont été en partie compensées par la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement en 2018, essentiellement attribuable à la diminution des comptes débiteurs et des stocks, elle-même neutralisée en partie par la baisse des comptes créditeurs. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement en 2017 s'expliquait essentiellement par la baisse des comptes débiteurs et des stocks, compensée en partie par l'augmentation de l'actif d'impôt exigible et la diminution des comptes créditeurs.

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure hors PCGR qui, comme elle élimine les éléments autres que d'exploitation, permet d'assurer la comparabilité de la performance financière sous-jacente de la société d'une période à l'autre. Le résultat d'exploitation correspond au résultat avant impôt, compte non tenu du profit ou de la perte sur les activités abandonnées, du profit lié à la réévaluation, du profit au titre d'un achat avantageux, des profits ou des pertes latents liés à la gestion des risques sur des instruments dérivés, des profits ou des pertes de change latents à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada, des profits ou des pertes de change au règlement d'opérations intersociétés et des profits ou des pertes à la sortie d'actifs, déduction faite de l'impôt sur le résultat d'exploitation avant impôt, compte non tenu de l'incidence des changements apportés aux taux d'imposition prévus par la loi et de la comptabilisation d'une augmentation de la base fiscale aux États-Unis.

(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Résultat provenant des activités poursuivies, avant impôt	(3 926)	2 216	(802)
Ajouter (déduire) :			
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ¹⁾	(1 249)	729	554
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation ²⁾	593	(651)	(196)
(Profit) au titre de la réévaluation	-	(2 555)	-
(Profit) perte à la sortie d'actifs	795	1	6
Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies, avant impôt	(3 787)	(260)	(438)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(1 032)	(226)	(147)
Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies	(2 755)	(34)	(291)
Résultat d'exploitation provenant des activités abandonnées	26	160	(86)
Total du résultat d'exploitation	(2 729)	126	(377)

1) Tient compte de la reprise de (profits) pertes latents comptabilisés pour des périodes antérieures.

2) Comprend les (profits) pertes de change latents à la conversion des billets libellés en dollars américains émis au Canada et les (profits) pertes de change au règlement d'opérations intersociétés.

Le résultat d'exploitation a diminué en 2018, en raison principalement de la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés, mentionnée plus haut, des coûts de prospection de 2 123 M\$ – contre 888 M\$ en 2017 –, d'une provision hors trésorerie au titre de contrats déficitaires de 629 M\$ relativement à des locaux à bureaux, de l'accroissement de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement et de la comptabilisation de pertes de change latentes de 47 M\$ liées aux activités d'exploitation alors que des profits de 192 M\$ avaient été comptabilisés à ce poste en 2017.

Résultat net

(en millions de dollars)	2018 c. 2017	2017 c. 2016
Résultat net provenant des activités poursuivies de l'exercice comparatif	2 268	(459)
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies	(598)	1 769
Activités non sectorielles et éliminations		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques	1 978	(175)
Profit (perte) de change latent	(1 506)	668
(Profit) au titre de la réévaluation	(2 555)	2 555
Réévaluation du paiement éventuel	(188)	138
Profit (perte) à la sortie d'actifs	(794)	5
Charges ¹⁾	(951)	(149)
Amortissement et épuisement	(293)	(907)
Coûts de prospection	(1 235)	(886)
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	958	(291)
Résultat net provenant des activités poursuivies à la fin de l'exercice	(2 916)	2 268

1) Tient compte des (profits) pertes réalisés liés à la gestion des risques du secteur Activités non sectorielles et éliminations, de la provision hors trésorerie au titre de contrats déficitaires, des frais généraux et frais d'administration, des charges financières, des produits d'intérêts, des (profits) pertes de change réalisés, des coûts de transaction, des frais de recherche, des autres (produits) charges, du montant net des produits des activités ordinaires du secteur Activités non sectorielles et éliminations, des produits achetés, des frais de transport et de fluidification et des charges d'exploitation.

En 2018, nous avons comptabilisé une perte nette de 2 916 M\$ découlant des activités poursuivies, soit une importante baisse par rapport à 2017, en raison des éléments suivants :

- le résultat d'exploitation moins élevé mentionné plus haut;
- un profit de 1,9 G\$, après impôt, au titre de la réévaluation de notre participation préexistante dans FCCL comptabilisé en 2017;
- des pertes de change autres que d'exploitation de 593 M\$ par rapport à des profits de 651 M\$ en 2017;
- une perte de 797 M\$, avant impôt (557 M\$ après impôt) liée au dessaisissement de CPP.

Ces baisses du résultat net provenant des activités poursuivies pour 2018 ont été en partie compensées par des profits latents liés à la gestion des risques de 1 249 M\$ comparativement à des pertes de 729 M\$ en 2017, ainsi que par un produit d'impôt de 1 010 M\$ contre 52 M\$ en 2017.

Le résultat net provenant des activités abandonnées pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 s'est chiffré à 247 M\$ (1 098 M\$ en 2017). Les résultats de 2018 tiennent compte d'un profit après impôt de 220 M\$ à la sortie des actifs de Suffield, au premier trimestre. Les résultats de 2017 comprenaient pour leur part un profit après impôt de 938 M\$ à la sortie d'actifs du secteur Hydrocarbures classiques.

Total des dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Sables bitumineux	887	973	604
Deep Basin	211	225	-
Raffinage et commercialisation	208	180	220
Activités non sectorielles et éliminations	57	77	31
Dépenses d'investissement liées aux activités poursuivies	1 363	1 455	855
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	-	206	171
Total des dépenses d'investissement¹⁾	1 363	1 661	1 026

1) Comprennent les dépenses liées aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation et aux actifs détenus en vue de la vente.

Les dépenses d'investissement liées aux activités poursuivies ont diminué par rapport à celles de 2017, ce qui cadre avec notre volonté constante de gérer nos capitaux avec rigueur, la réalisation d'un programme de forage de puits de maintien et de reforage moins ambitieux que l'année précédente et les dépenses d'investissement nécessaires à l'avancement de la phase G de Christina Lake moins élevées que prévu. Le fait que les chiffres de 2017 ne comprenaient les activités liées à l'acquisition qu'à partir du 17 mai 2017 et non sur l'exercice complet a en partie contrebalancé cette diminution.

En 2018, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont été axées sur les investissements de maintien portant sur la production existante, les puits stratigraphiques visant à déterminer l'emplacement des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et la phase d'expansion G de Christina Lake. La plus grande partie du programme d'investissement lié aux actifs du Deep Basin a été réalisée au cours du premier trimestre de 2018 et se rapportait aux trois zones en exploitation. Les travaux effectués comprenaient le forage de 15 puits de production horizontaux ciblant du gaz naturel riche en liquides ainsi que des capitaux investis dans les conditionnements, les installations et les infrastructures au soutien de la production.

Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté en 2018 en raison de l'accroissement des investissements de maintien et des travaux d'amélioration de la fiabilité par rapport aux périodes correspondantes de 2017.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses d'investissement, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Nous continuons de nous affaïrer à désendetter notre bilan. En plus de notre volonté de réduire la dette, nous sommes à l'affût d'occasions de rationaliser notre portefeuille d'actifs et recherchons activement de nouvelles possibilités de réductions de coûts.

Le désendettement est une priorité qui passera avant la croissance et la rémunération des actionnaires jusqu'à ce que la dette nette soit ramenée à 7 G\$. Lorsque la dette au bilan correspondra mieux à notre cible, nous pourrons revenir à notre approche méthodique à l'égard de la répartition des capitaux, qui fait notamment appel à l'établissement de priorités concernant l'affectation des liquidités, comme suit :

- en premier lieu, les flux de trésorerie sont affectés aux dépenses d'investissement de maintien et d'entretien nécessaires pour exercer les activités commerciales existantes;
- en deuxième lieu, ils sont affectés au versement du dividende actuel afin d'offrir un rendement global solide aux actionnaires;
- en troisième lieu, ils sont versés en tant que rendements accrus pour les actionnaires, en plus d'être affectés au désendettement continu, au capital-développement ou aux investissements discrétionnaires.

Cette méthode de répartition des capitaux comporte l'évaluation de toutes les possibilités à l'aide de critères rigoureux afin de maintenir une structure financière prudente et souple et une situation financière vigoureuse qui nous aident à rester financièrement solides lorsque les flux de trésorerie baissent. En outre, nous continuons d'évaluer d'autres occasions commerciales ou financières, notamment des moyens pour dégager des flux de trésorerie de notre portefeuille actuel. Pour en savoir plus sur le sujet, se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)

Fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾

Total des dépenses d'investissement¹⁾

Fonds provenant de l'exploitation disponibles^{1), 2)}

Dividendes en numéraire

	2018	2017	2016
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	1 674	2 914	1 423
Total des dépenses d'investissement ¹⁾	1 363	1 661	1 026
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ^{1), 2)}	311	1 253	397
Dividendes en numéraire	245	225	166
	66	1 028	231

1) Y compris ceux du secteur Hydrocarbures classiques, qui est comptabilisé dans les activités abandonnées.

2) Les fonds provenant de l'exploitation disponibles sont une mesure hors PCGR correspondant aux fonds provenant de l'exploitation ajustés, déduction faite des dépenses d'investissement.

Nous prévoyons que les dépenses d'investissement et les dividendes en numéraire de 2019 seront financés à l'aide des flux de trésorerie générés en interne et des fonds en caisse.

SECTEURS À PRÉSENTER

Les secteurs à présenter de la société se décrivent comme suit :

Sables bitumineux, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de bitume dans le nord-est de l'Alberta. Les actifs liés au bitume de Cenovus comprennent Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, ainsi que d'autres projets encore aux premiers stades de la mise en valeur. La participation de Cenovus dans certains des terrains de sables bitumineux que la société exploite, notamment ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, est passée de 50 % à 100 % le 17 mai 2017.

Deep Basin, qui se compose d'environ 2,8 millions d'acres nettes de terrains riches en gaz naturel et en liquides de gaz naturel. Les actifs sont essentiellement situés dans les secteurs opérationnels d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater en Alberta et en Colombie-Britannique et comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel. Ces actifs ont été acquis le 17 mai 2017.

Raffinage et commercialisation, qui est responsable du transport et de la vente de pétrole brut et de son raffinage en produits pétroliers et chimiques. Cenovus détient deux raffineries situées aux États-Unis conjointement avec l'exploitant, Phillips 66, société ouverte américaine non apparentée. Qui plus est, Cenovus est propriétaire-exploitant d'un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut en Alberta. Ce secteur coordonne les activités de commercialisation et de transport de Cenovus visant à optimiser la gamme de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle.

Activités non sectorielles et éliminations, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, administratives, de financement et de recherche. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur à présenter auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations comprennent les ajustements au titre de la consommation interne servant à la production de gaz naturel entre les secteurs, les services de transbordement fournis au secteur Sables bitumineux par le terminal ferroviaire de la société, la production de pétrole brut servant de charge d'alimentation du secteur Raffinage et commercialisation et le résultat intersectoriel latent sur les stocks. Les éliminations sont constatées aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants.

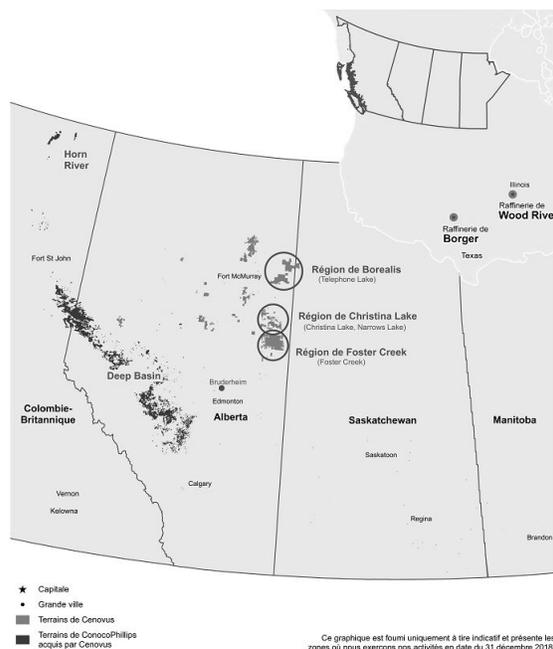
En 2017, Cenovus avait annoncé son intention de se dessaisir des actifs de son secteur Hydrocarbures classiques, qui comprenaient les actifs de pétrole lourd de Pelican Lake, le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn et les actifs de pétrole brut classique, de LGN et de gaz naturel des régions de Suffield et de Palliser dans le sud de l'Alberta. Par conséquent, les résultats d'exploitation tirés de ces actifs ont été présentés à titre d'activités abandonnées. Au 5 janvier 2018, tous les actifs du secteur Hydrocarbures classiques avaient été vendus. Se reporter à la rubrique « Activités abandonnées » du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur le sujet.

Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)

	2018	2017	2016
Sables bitumineux ¹⁾	9 553	7 132	2 920
Deep Basin ¹⁾	832	514	-
Raffinage et commercialisation	11 183	9 852	8 439
Activités non sectorielles et éliminations	(724)	(455)	(353)
	20 844	17 043	11 006

¹⁾ Les résultats de l'exercice 2017 tiennent compte de 229 jours d'exploitation des activités de FCCL à 100 % et de 229 jours d'exploitation liés aux actifs du Deep Basin. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter aux rubriques « Sables bitumineux » et « Deep Basin » du présent rapport de gestion.



SABLES BITUMINEUX

Dans le nord-est de l'Alberta, nous détenons la totalité des projets de sables bitumineux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake depuis la conclusion de l'acquisition. De plus, nous sommes propriétaires de plusieurs nouveaux projets en phase initiale de mise en valeur. Le secteur Sables bitumineux comprend le bien de gaz naturel d'Athabasca dont la production sert de combustible pour les activités de Foster Creek, qui est adjacent.

En 2018, nous avons :

- accru de 24 % la production totale par rapport à 2017, surtout grâce à l'acquisition;
- enregistré un prix net opérationnel relatif au pétrole brut de 19,70 \$ le baril, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, soit un recul de 20 % par rapport à 2017;
- ramené à 7,65 \$ par baril les charges d'exploitation liées au pétrole brut, soit une baisse de 9 % par rapport à 2017;
- consacré des investissements de croissance de 198 M\$ à l'avancement de la phase G de Christina Lake, qui devrait être achevée en avance sur le calendrier et moyennant environ 25 % de moins que les capitaux prévus pour l'achèvement des travaux prévus;
- atteint le stade de la récupération des coûts aux fins des redevances à Christina Lake, puisque le cumul des produits des activités ordinaires du projet a dépassé le cumul des coûts déductibles du projet;
- dégagé une marge d'exploitation de 202 M\$, déduction faite des dépenses d'investissement, soit une diminution de 84 % par rapport à 2017, car l'accroissement des volumes de vente a été plus qu'annulé par la hausse des frais de transport et de fluidification, outre les pertes réalisées de 1 551 M\$ liées à la gestion des risques, contre des pertes de 307 M\$ en 2017.

Sables bitumineux – pétrole brut

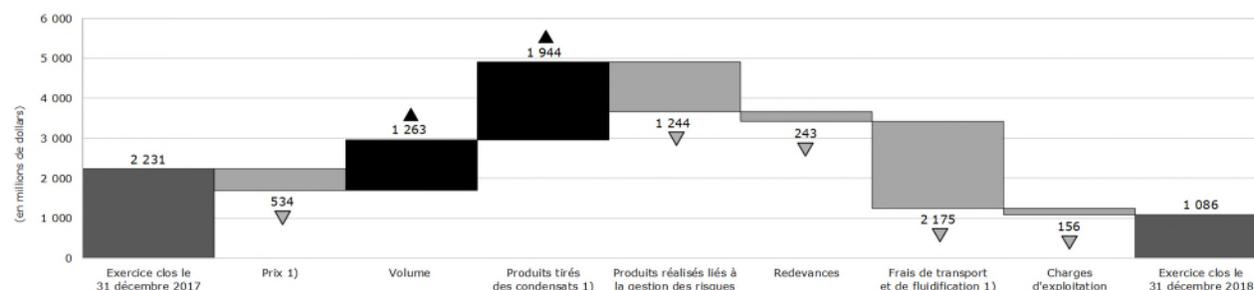
Résultats financiers¹⁾

(en millions de dollars)

	2018	2017	2016
Chiffre d'affaires brut	10 013	7 340	2 911
Déduire : Redevances	473	230	9
Produits des activités ordinaires	9 540	7 110	2 902
Charges			
Transport et fluidification	5 879	3 704	1 720
Activités d'exploitation	1 024	868	486
(Profit) perte lié à la gestion des risques	1 551	307	(179)
Marge d'exploitation	1 086	2 231	875
Dépenses d'investissement	886	969	601
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	200	1 262	274

1) Exclusion faite des résultats du bien de gaz naturel d'Athabasca.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



1) Les produits des activités ordinaires tiennent compte de la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts des condensats sont comptabilisés dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats.

Produits des activités ordinaires

Prix

En 2018, le prix de vente réalisé moyen du pétrole brut a reculé, passant à 37,51 \$ le baril (41,49 \$ le baril en 2017). Les prix de référence du pétrole léger et des condensats ont augmenté considérablement en 2018; en parallèle, les écarts de prix entre le brut léger et lourd se sont accrus, les prix de référence du pétrole brut lourd demeurant pratiquement inchangés par rapport à l'exercice précédent.

Le prix de vente réalisé du pétrole brut dépend notamment du coût des condensats employés pour la fluidification. Nos ratios de fluidification se situent dans une fourchette de 25 % à 33 %. Lorsque le coût des condensats augmente par rapport au prix du pétrole brut dilué, notre prix de vente pour le bitume diminue. En raison de la forte demande de condensats à Edmonton, nous achetons aussi des condensats sur le marché des États-Unis. Ainsi, notre coût moyen des condensats dépasse habituellement le prix de référence d'Edmonton en raison du transport entre les divers marchés et jusqu'aux champs pétroliers. De plus, il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où nous achetons les condensats et celui où nous les mélangeons avec notre production. Le contexte de chute des prix du pétrole brut est généralement défavorable à notre prix de vente pour le bitume, puisque nous utilisons des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix plus élevé.

Les prix de référence du WCS étant restés les mêmes en 2018 alors que le coût des condensats servant à la fluidification a été plus élevé, le prix de vente du pétrole brut réalisé a été inférieur. Cette baisse du prix de vente reflète également l'élargissement de l'écart entre le WCS et le Christina Dilbit Blend (« CDB »), qui s'est chiffré à un escompte de 3,17 \$ US le baril (escompte de 1,67 \$ US le baril en 2017).

Volumes de production

(b/j)	2018	Variation (%)	2017	Variation (%)	2016
Foster Creek	161 979	30	124 752	78	70 244
Christina Lake	201 017	20	167 727	111	79 449
	362 996	24	292 479	95	149 693

En 2018, la production du secteur Sables bitumineux s'est établie en moyenne à 362 996 barils par jour, soit une hausse de 24 % attribuable essentiellement à l'acquisition, qui a contribué aux volumes pendant l'exercice 2018 complet alors que son apport avait été limité à 229 jours en 2017.

À cause de la capacité de transport limitée et de la faiblesse du prix du pétrole brut, nous avons décidé d'exploiter nos installations de Christina Lake et de Foster Creek à régime réduit au premier trimestre de 2018, puis de nouveau à compter de la mi-septembre, laissant des barils de pétrole brut potentiels dans les réservoirs afin de les produire plus tard. La possibilité d'avoir recours à l'importante capacité de stockage de nos réservoirs liés aux sables bitumineux nous donne la souplesse de choisir le calendrier de production et de vente de nos stocks lorsque la capacité des transports pipeliniers s'améliore et que les écarts sur le pétrole brut rétrécissent. Les volumes non exploités du premier trimestre de 2018 ont été récupérés au deuxième trimestre, au cours duquel nous avons accru les taux de production devant le rétrécissement des écarts sur le pétrole brut. La réduction délibérée de la production à partir de la mi-septembre a fait baisser d'environ 13 000 barils par jour notre production annualisée pour 2018. L'incidence de cette réduction a cependant été compensée presque entièrement par la performance opérationnelle remarquable des deux sites exploités par le secteur au cours des deuxième et troisième trimestres de 2018.

Condensats

Le bitume produit à l'heure actuelle par Cenovus doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport par pipeline en vue de sa commercialisation. Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. Étant donné l'élargissement de l'écart entre le WCS et les condensats en 2018, la proportion du coût des condensats récupéré a diminué. Le total des volumes de condensats utilisés a augmenté par suite de la hausse des volumes de production.

Redevances

Les redevances pour les projets de sables bitumineux de la société sont établies en fonction de taux fixés par le gouvernement selon que le projet a atteint ou non le stade de récupération des coûts, et fondés sur une échelle mobile en utilisant le prix de référence du WTI exprimé en équivalent de dollars canadiens.

En ce qui concerne les projets qui n'ont pas atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul mensuel qui applique un taux de redevance (allant de 1 % à 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) aux produits bruts du projet.

Pour un projet ayant atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des produits tirés des ventes, moins le coût des diluants et les frais de

transport. Les profits nets sont tributaires des produits tirés des ventes, moins le coût des diluants, les frais de transport, les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement autorisées.

Foster Creek est un projet qui a atteint le stade de la récupération des coûts.

Au troisième trimestre de 2018, notre bien Christina Lake a lui aussi atteint le stade de la récupération des coûts. Le stade de la récupération des coûts est atteint dès que le cumul des produits des activités ordinaires du projet dépasse le cumul des coûts déductibles du projet. Le taux de redevance réel de Christina Lake a donc augmenté pour se chiffrer en moyenne à 4,8 % en 2018, contre 2,5 % en 2017.

Taux de redevance réels

(en pourcentage)	2018	2017	2016
Foster Creek	18,0	11,4	-
Christina Lake	4,8	2,5	1,6

Les redevances ont augmenté de 243 M\$ en 2018 par rapport à 2017. À Foster Creek comme à Christina Lake, les redevances se sont accrues surtout en raison de la hausse du prix de référence moyen du WTI (dont le taux de redevance est tributaire) et de l'accroissement des volumes. Par ailleurs, le fait que Christina Lake a atteint le stade de la récupération des coûts en août 2018 a joué à la hausse sur les redevances à payer au troisième trimestre, facteur en partie compensé au quatrième trimestre par l'élargissement des écarts sur le brut qui a causé une diminution des produits.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 2 175 M\$ par rapport à ceux de 2017 en raison surtout de l'acquisition. L'augmentation des coûts liés à la fluidification est imputable essentiellement à l'accroissement des volumes de condensats requis par la production accrue de la société et à la hausse des prix des condensats faisant suite à celle des prix de référence du pétrole léger. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen à Edmonton, essentiellement à cause des frais de transport associés à l'acheminement des condensats entre les divers marchés et nos projets de sables bitumineux.

Frais de transport unitaires

À Foster Creek, les frais de transport ont diminué de 0,39 \$ le baril en raison de la proportion plus grande des ventes au Canada qui a donné lieu à des coûts inférieurs associés aux tarifs pipeliniers. À Christina Lake, les frais de transport ont augmenté de 0,73 \$ le baril à cause de l'accroissement des ventes aux États-Unis par rapport à 2017.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation en 2018 ont été les coûts de la main-d'œuvre, du carburant, des produits chimiques, des réparations et de la maintenance et des reconditionnements. Le total des charges d'exploitation a augmenté de 156 M\$, principalement par suite de l'acquisition, de la hausse des coûts des produits chimiques et de l'augmentation de la consommation de gaz naturel découlant de la production de vapeur accrue en 2018; ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la diminution des prix du gaz naturel, la baisse des coûts de main-d'œuvre et la réduction du nombre de reconditionnements.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	2018	Variation (%)	2017	Variation (%)	2016
Foster Creek					
Carburant	2,13	(13)	2,44	(1)	2,46
Autres coûts	6,84	(15)	8,02	(1)	8,09
Total	8,97	(14)	10,46	(1)	10,55
Christina Lake					
Carburant	1,87	(9)	2,06	(1)	2,08
Autres coûts	4,73	(1)	4,78	(11)	5,40
Total	6,60	(4)	6,84	(9)	7,48
Total	7,65	(9)	8,40	(6)	8,91

À Foster Creek et à Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont diminué en 2018 par suite surtout de la baisse des prix du gaz naturel. À Foster Creek, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont diminué surtout en raison de l'accroissement des volumes de vente, d'une réduction des coûts de la main-d'œuvre, du nombre moindre de reconditionnements et d'une réduction des coûts de réparation et de maintenance, facteurs atténués par la hausse des coûts des produits chimiques. À Christina Lake, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont diminué, la hausse des volumes de vente et la réduction des coûts de la main-d'œuvre ayant été en partie atténuées par la majoration des coûts des produits chimiques.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/baril)	Foster Creek			Christina Lake		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Prix de vente	42,63	43,75	30,32	33,42	39,78	25,30
Redevances	6,25	4,00	(0,01)	1,37	0,87	0,33
Transport et fluidification	8,34	8,73	8,84	5,25	4,52	4,68
Charges d'exploitation	8,97	10,46	10,55	6,60	6,84	7,48
Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	19,07	20,56	10,94	20,20	27,55	12,81
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(11,49)	(2,95)	3,51	(11,66)	(2,99)	3,08
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	7,58	17,61	14,45	8,54	24,56	15,89

1) Les prix nets opérationnels tiennent compte de la marge d'exploitation par baril de pétrole brut avant fluidification.

Gestion des risques

Les positions liées à la gestion des risques en 2018 ont donné lieu à des pertes réalisées de 1 551 M\$ (pertes réalisées de 307 M\$ en 2017), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix des contrats de la société. En 2017, nous avons conclu des contrats de couverture dans le but d'obtenir une protection contre les baisses et maintenir la capacité d'adaptation financière après l'acquisition.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Foster Creek	379	455	263
Christina Lake	445	426	282
	824	881	545
Autres ¹⁾	63	92	59
Dépenses d'investissement²⁾	887	973	604

1) Comprend les nouvelles zones de ressources, Narrows Lake, Telephone Lake et le gaz naturel d'Athabasca.

2) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles et aux actifs de prospection et d'évaluation.

Les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont reculé de 86 M\$ en 2018, du fait principalement de la contraction du programme de puits de maintien et de reforage, outre la diminution des dépenses consacrées à l'expansion de la phase G de Christina Lake en regard de 2017. À Foster Creek, les dépenses d'investissement visaient surtout des investissements de maintien liés à la production actuelle et aux puits stratigraphiques. À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont surtout été des investissements de maintien liés à la production actuelle, aux puits stratigraphiques et à la phase d'expansion G.

Travaux de forage

	Puits de forage stratigraphique bruts			Puits productifs bruts ¹⁾		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Foster Creek	43	96	95	14	41	18
Christina Lake	63	108	104	38	25	35
	106	204	199	52	66	53
Autres	23	16	6	3	-	1
	129	220	205	55	66	54

1) Les paires de puits de DGMV comptent pour un seul puits productif.

Les puits d'exploration stratigraphique sont destinés à aider à délimiter les emplacements des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et les phases d'expansion à court terme ainsi qu'à évaluer davantage les nouveaux actifs.

Dépenses d'investissement futures

À Foster Creek, les phases A à G sont actuellement en production. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'établiront entre 250 M\$ et 300 M\$ en 2019. Nous entendons continuer de les consacrer à des investissements de maintien visant la production existante.

À Christina Lake, les phases A à F sont en production. Les dépenses d'investissement de 2019 devraient se chiffrer entre 425 M\$ et 475 M\$ et être axées sur les investissements de maintien et l'achèvement de la construction de l'expansion de la phase G. Les travaux de construction sur place de la phase G, d'une capacité nominale initiale de 50 000 barils par jour, continuent de progresser plus vite que le calendrier ne le prévoyait; ils devraient être achevés au deuxième trimestre de 2019. Nous avons une certaine latitude quant à la date de lancement de la production de cette phase et prendrons en considération certains facteurs, à savoir si la réduction de production imposée est levée et que l'accès aux marchés ainsi que les prix de référence du pétrole lourd se sont améliorés de façon soutenue.

Nous prévoyons de consacrer des capitaux minimaux à la phase H de Foster Creek, à la phase H de Christina Lake et à Narrows Lake en 2019, pour poursuivre l'avancement des travaux en vue de l'obtention de l'aval des organismes de réglementation.

En 2019, les dépenses d'investissement consacrées à la technologie et à diverses autres activités devraient se situer entre 55 M\$ et 65 M\$; elles viseront la poursuite de mesures stratégiques clés qui devraient se révéler avantageuses sur le plan des coûts comme sur le plan environnemental. Nous poursuivrons notamment les travaux relatifs aux solvants et aux mises à niveau partielles ainsi qu'à l'avancement de la conception de notre nouvelle installation de sables bitumineux.

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées.

En 2018, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 209 M\$ par rapport à 2017, à cause de l'accroissement des volumes de production. Le taux d'épuisement moyen de l'exercice clos le 31 décembre 2018 s'est établi à environ 10,60 \$ le baril (11,50 \$ le baril en 2017).

Les coûts de mise en valeur future ont baissé grâce à un accroissement de la longueur des paires de puits à Christina Lake, entraînant une réduction du nombre de plateformes et de paires de puits nécessaires, ainsi qu'aux économies de coûts réalisées à Foster Creek et à Christina Lake par suite d'une réduction des coûts par puits. Cette baisse a été en partie annulée par une augmentation des coûts de mise en valeur future à Foster Creek par suite de l'expansion de la zone mise en valeur.

Coûts de prospection

Des coûts de prospection de 6 M\$ ont été comptabilisés pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. En 2017, nous avons passé en charges des coûts de 888 M\$ se rapportant à certains actifs de prospection et d'évaluation de la grande région de Borealis, dont nous avons jugé qu'ils ne satisfaisaient pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale. La décision de la direction reposait sur un examen détaillé des dépenses engagées en date des présentes, les décisions des récentes années de limiter les dépenses à l'égard de ces actifs et l'actuel plan d'affaires à l'égard des dépenses futures.

DEEP BASIN

Nos actifs du Deep Basin comprennent des actifs de gaz naturel riche en liquides, de condensats et d'autres LGN ainsi que de pétrole léger et moyen, situés principalement dans les zones d'exploitation Elsworth-Wapiti, Kaybob-Edson et Clearwater en Colombie-Britannique et en Alberta. Ces actifs comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement de gaz naturel. Les actifs du Deep Basin fournissent des possibilités de mise en valeur à cycle de production court présentant un potentiel de rendement élevé qui complètent les activités de mise en valeur à long terme des sables bitumineux. En outre, une portion du gaz naturel produit sert de combustible à nos activités liées aux sables bitumineux et nous procure une couverture économique à l'égard du gaz naturel requis comme source de combustible par les raffineries.

En 2018, nous avons :

- inscrit une production totalisant 120 258 bep par jour;
- consacré des capitaux de 211 M\$, principalement au cours du premier trimestre de l'exercice, au forage de 15 puits productifs horizontaux nets et au conditionnement de 21 puits nets de même qu'à des dépenses relatives à des installations et à des infrastructures pour soutenir la production;
- enregistré un prix net opérationnel de 7,09 \$ le bep, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques;
- dégagé une marge d'exploitation de 312 M\$;
- clôturé le dessaisissement de CPP le 6 septembre 2018 pour un produit en trésorerie de 625 M\$, avant les ajustements de clôture.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2018	Période du 17 mai au 31 décembre 2017
Chiffre d'affaires brut	904	555
Déduire : Redevances	72	41
Produits des activités ordinaires	832	514
Charges		
Transport et fluidification	90	56
Activités d'exploitation	403	250
Taxe sur la production et impôts miniers	1	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	26	-
Marge d'exploitation	312	207
Dépenses d'investissement	211	225
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	101	(18)

Produits des activités ordinaires

Prix

	2018	Période du 17 mai au 31 décembre 2017
Pétrole léger et moyen (\$/b)	66,71	60,01
LGN (\$/b)	38,56	33,05
Gaz naturel (\$/kpi ³)	1,72	2,03
Total d'équivalent de pétrole (\$/bep)	19,31	19,52

Les produits des activités ordinaires de l'exercice clos le 31 décembre 2018 tenaient compte de produits liés aux frais de traitement de 57 M\$ relativement à nos participations dans les installations de traitement du gaz naturel (31 M\$ en 2017). Nous n'incluons pas les produits tirés des frais de traitement dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels.

Volumes de production

	2018	2017
Liquides		
Pétrole brut (b/j)	5 916	3 922
LGN (b/j)	26 538	16 928
	32 454	20 850
Gaz naturel (Mpi³/j)	527	316
Production totale (bep/j)	120 258	73 492
Production de gaz naturel (% par rapport au total)	73	72
Production de liquides (% par rapport au total)	27	28

En 2018, la production des actifs du Deep Basin s'est établie à 120 258 bep par jour, soit une hausse de 3 % de la production depuis la clôture de l'acquisition le 17 mai 2017 jusqu'au 31 décembre 2017, qui s'était chiffrée en moyenne à 117 138 bep par jour. La croissance de la production est attribuable principalement à l'excellent rendement du programme de forage, en partie contré par le dessaisissement de CPP le 6 septembre 2018. La production provenant de CPP s'établissait à environ 8 800 bep par jour avant le dessaisissement.

Redevances

Les actifs du Deep Basin sont assujettis à des régimes de redevances en Alberta et en Colombie-Britannique. En Alberta, divers programmes allègent le taux de redevance à l'égard de la production de gaz naturel. Les puits de gaz naturel en Alberta bénéficient également de la déduction pour frais d'exploitation d'installations gazières (*Gas Cost Allowance* ou « GCA »), qui réduit les redevances au titre des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation engagées dans le cadre du traitement et du transport de la quote-part de la production de gaz naturel qui revient à la Couronne.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2017, le gouvernement de l'Alberta a rendu public un nouveau régime de redevances modernisé (*Modernized Royalty Framework* ou « MRF »), qui vise tous les puits productifs forés depuis le 1^{er} janvier 2017. Conformément à ce nouveau régime, Cenovus versera une redevance de 5 % avant le stade de la récupération des coûts à l'égard de l'ensemble de la production jusqu'à ce que le chiffre d'affaires total tiré d'un puits soit égal à la déduction au titre des coûts de forage et de complétion pour chaque puits correspondant à certains critères aux termes du MRF. Par la suite, une fois atteint le stade de la récupération des coûts, un taux de redevance supérieur sera appliqué qui variera en fonction des cours des produits visés. Lorsqu'un puits atteint le stade de la maturité, le taux de redevance baisse afin de mieux cadrer avec le fléchissement du taux de production. Les puits forés avant le 1^{er} janvier 2017 seront gérés selon l'ancien régime jusqu'en 2027 avant d'être assujettis au MRF.

En Colombie-Britannique, divers programmes réduisent également le taux visant la production de gaz naturel. La Colombie-Britannique applique une GCA, mais uniquement au gaz naturel traité dans des installations appartenant aux producteurs. La Colombie-Britannique offre aux producteurs une indemnité pour coût de service (*Producer Cost of Service*) qui réduit la redevance visant le traitement de la quote-part de la production de gaz naturel qui revient à la Couronne.

En 2018, notre taux de redevance réel s'est établi à 12,8 % pour les liquides et à 3,6 % pour le gaz naturel (12,1 % pour les liquides et 4,4 % pour le gaz naturel en 2017).

Charges

Transport

En 2018, les frais de transport se sont chiffrés en moyenne à 1,97 \$ par bep, contre 2,08 \$ par bep en 2017. Nos frais de transport correspondent aux coûts que nous engageons pour acheminer le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel du lieu de leur production jusqu'à l'endroit où les produits sont vendus. La plus grande partie de la production du Deep Basin est vendue sur le marché albertain.

Charges d'exploitation

Les principales composantes de nos charges d'exploitation ont été le coût de la main-d'œuvre, les réparations et la maintenance, la charge liée aux frais de traitement par des tiers et les taxes foncières et les coûts de location. Le total des charges d'exploitation a monté de 153 M\$ en raison de l'exploitation pendant l'exercice 2018 complet contre 229 jours en 2017, de la hausse des frais de traitement et de l'augmentation des tarifs de l'électricité; ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une réduction des activités de réparation et de maintenance et la réduction des coûts de main-d'œuvre.

Prix nets opérationnels

		Période du 17 mai au 31 décembre 2017
(\$/bep)	2018	2017
Prix de vente	19,31	19,52
Redevances	1,64	1,54
Transport et fluidification	1,97	2,08
Charges d'exploitation	8,58	8,56
Taxe sur la production et impôts miniers	0,03	0,02
Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	7,09	7,32
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,59)	-
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	6,50	7,32

Gestion des risques

Les activités de gestion des risques de 2018 se sont soldées par des pertes réalisées de 26 M\$ (néant en 2017).

Deep Basin – dépenses d'investissement

En 2018, les dépenses d'investissement ont été consacrées principalement au forage de puits à haut rendement de liquides et à la réduction des risques liés au potentiel des ressources. Nous avons effectué la plus grande partie de notre programme de forage de 2018 au cours du premier trimestre; la mise en valeur, qui visait les trois zones en exploitation, comprenait le forage de 15 puits horizontaux nets, le conditionnement de 21 puits nets et la mise en production de 25 puits nets. Des dépenses d'investissements additionnelles ont été consacrées aux installations et aux infrastructures pour soutenir la production provenant de nos principales zones mises en valeur.

		Période du 17 mai au 31 décembre 2017
(en millions de dollars)	2018	2017
Forage et conditionnement	111	152
Installations	56	32
Autres	44	41
Dépenses d'investissement¹⁾	211	225

1) Comprennent les dépenses liées aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation et aux actifs détenus en vue de la vente.

Travaux de forage

Le tableau qui suit résume l'activité liée aux puits nets.

	2018			Période du 17 mai au 31 décembre 2017		
	Forés ¹⁾	Conditionnés	Raccordés	Forés	Conditionnés	Raccordés
Elmworth-Wapiti	4	6	9	9	5	-
Kaybob-Edson	8	11	9	7	5	6
Clearwater	3	4	7	12	10	8
Total	15	21	25	28	20	14

1) Comprennent 13 puits horizontaux nets exploités et deux puits horizontaux nets non exploités pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Dépenses d'investissement futures

Au quatrième trimestre de 2018, la direction a effectué un examen détaillé du plan de mise en valeur du secteur Deep Basin, se penchant sur des facteurs tels que les stocks, le rythme de mise en valeur, les contraintes au chapitre des infrastructures, les seuils de rentabilité et les dépenses d'investissement limitées qui seront consacrées aux actifs. Par suite de cet examen, nous avons révisé à la baisse les programmes d'investissement et de forage de 2019 par rapport à ceux de 2018. Le total des investissements qui seront consentis au secteur se situera dans une fourchette de 50 M\$ à 75 M\$.

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du

coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à environ 10,55 \$ par bep pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (10,25 \$ par bep en 2017).

Le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant à Deep Basin s'est chiffré à 412 M\$ en 2018 (331 M\$ en 2017). En 2018 et en 2017, des pertes de valeur de 100 M\$ et de 56 M\$, respectivement, ont été constatées par suite du fléchissement des prix à terme et du ralentissement du plan de mise en valeur. Ces pertes de valeur ont été comptabilisées à titre de dotation à la provision pour amortissement et épuisement. Au quatrième trimestre de 2018, la société a repris une somme de 132 M\$ des pertes de valeur précédemment comptabilisées, déduction faite de l'amortissement et de l'épuisement qui auraient été comptabilisés si aucune perte de valeur n'était intervenue. Cette reprise se justifiait par l'augmentation de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie sous l'effet de l'amélioration du taux de récupération, des extensions et de la performance des puits ainsi que des changements apportés au plan de mise en valeur.

Coûts de prospection

Au quatrième trimestre de 2018, la direction a effectué un examen détaillé du plan de mise en valeur du secteur Deep Basin, se penchant sur des facteurs tels que les stocks, le rythme de mise en valeur, les contraintes au chapitre des infrastructures, les seuils de rentabilité et les dépenses d'investissement limitées qui seront consacrées aux actifs. D'après le plan de mise en valeur révisé qui a suivi cet examen, nous avons déterminé que la valeur comptable de certains actifs de prospection et d'évaluation du Deep Basin n'était pas entièrement recouvrable et radié quelque 2,1 G\$ de coûts de prospection et d'évaluation précédemment incorporés à l'actif en les inscrivant à titre de charges de prospection du secteur. La direction est déterminée à mettre en valeur cette importante ressource, mais procédera à un rythme beaucoup plus posé. En 2017, les coûts de prospection s'étaient chiffrés à néant.

Actifs et passifs détenus en vue de la vente

Au quatrième trimestre de 2017, nous avons annoncé notre intention de mettre en vente un groupe d'actifs non essentiels du Deep Basin, situés dans la région de Clearwater Est, ainsi qu'une partie des actifs de Clearwater Ouest. Ces actifs avaient donc été classés dans les actifs détenus en vue de la vente et comptabilisés au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de vente.

En décembre 2018, la direction a décidé de mettre fin à ce processus de vente jusqu'à ce que les conditions du marché s'améliorent. Par suite de cette décision, le 31 décembre 2018, les actifs et les passifs relatifs au démantèlement s'y rapportant ont été reclassés, à leur valeur comptable, des actifs et des passifs détenus en vue de la vente aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation et aux passifs relatifs au démantèlement. L'amortissement pour épuisement, calculé selon le mode des unités d'œuvre, a été comptabilisé au quatrième trimestre.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Cenovus est partenaire à 50 % des raffineries de Wood River et de Borger, qui sont situées aux États-Unis et sont exploitées par Phillips 66, partenaire de la société. Le secteur Raffinage et commercialisation aide la société à réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés comme le diesel, l'essence et le carburéacteur. L'approche intégrée de Cenovus procure à celle-ci une couverture économique naturelle contre tout élargissement des écarts de prix sur le brut en assurant aux raffineries une charge d'alimentation à faible coût. Ce secteur englobe les activités de commercialisation et de transport de Cenovus ainsi que son terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, situé à Bruderheim, en Alberta.

En 2018, nous avons :

- achevé les activités de la grande révision prévue des raffineries de Wood River et de Borger, au premier trimestre;
- atteint de nouveaux taux de raffinage du pétrole brut, qui justifient le relèvement de la capacité nominale combinée des raffineries à 482 000 barils bruts par jour à compter du 1^{er} janvier 2019;
- bénéficié de marges de craquage plus élevées grâce à l'amélioration des prix des produits et à l'élargissement considérable des écarts WTI-WCS et WTI-WTS par rapport à 2017, ce qui a constitué un avantage relativement au coût de la charge d'alimentation des deux raffineries;
- accru les volumes de chargement ferroviaire au terminal de Bruderheim, qui se sont chiffrés en moyenne à 73 719 barils par jour en décembre, comparativement à 18 997 barils par jour en moyenne au premier semestre de 2018;
- conclu des ententes de transport ferroviaire visant le transport de pétrole brut lourd supplémentaire depuis le nord de l'Alberta;
- dégagé une marge d'exploitation de 996 M\$ contre 598 M\$ en 2017.

Exploitation des raffineries¹⁾

	2018	2017	2016
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)²⁾	460	460	460
Production de pétrole brut (kb/j)	446	442	444
Pétrole brut lourd	191	202	233
Pétrole léger ou moyen	255	240	211
Produits raffinés (kb/j)	470	470	471
Essence	233	238	236
Distillats	156	149	146
Autres	81	83	89
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	97	96	97

1) Correspond à la totalité de l'exploitation des raffineries de Wood River et de Borger. Cenovus détient une participation de 50 %.

2) À compter du 1^{er} janvier 2019, la capacité nominale de nos raffineries est de 482 000 barils bruts par jour.

Sur une base de 100 %, les raffineries disposaient d'une capacité totale de raffinage d'environ 460 000 barils bruts par jour de pétrole brut en 2018, ce qui tient compte de la capacité de raffiner jusqu'à 255 000 barils bruts par jour de pétrole brut lourd fluidifié et 45 000 barils bruts par jour de LGN. Étant donné leur rendement opérationnel toujours excellent, leur taux d'utilisation supérieur et les opérations d'optimisation réalisées en 2018, la capacité brute des deux raffineries a été relevée à compter du 1^{er} janvier 2019. La capacité de raffinage totale au 1^{er} janvier 2019 est d'environ 482 000 barils bruts par jour de pétrole brut. La capacité à traiter divers types de pétrole brut permet aux raffineries d'intégrer la production de pétrole brut lourd de manière économique. Le traitement de pétrole brut moins coûteux nous procure un avantage sur le plan des coûts de la charge d'alimentation par rapport au traitement du WTI, car nous pouvons profiter de l'escompte du WCS par rapport au WTI ainsi que de l'escompte du WTS par rapport au WTI. Les volumes de brut lourd traités, comme le WCS et le CDB, dépendent de la qualité et de la quantité des bruts disponibles, car chaque raffinerie adapte la charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer. Le taux d'utilisation du pétrole brut représente la totalité de pétrole brut que les raffineries traitent, exprimée en pourcentage de la capacité totale de traitement.

La production totale de pétrole brut a légèrement augmenté par rapport à 2017 tandis que celle de produits raffinés est restée la même, car le solide rendement opérationnel a été en partie contrebalancé par les révisions et travaux de maintenance de grande envergure prévus aux deux raffineries au premier trimestre de 2018. En 2018, des volumes de brut lourd moindres ont été traités par suite de l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation, facteur qui a accru les volumes de WTS traité à la raffinerie de Borger en vue de tirer parti de l'amplification de l'écart entre le WTI et le WTS.

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires	11 183	9 852	8 439
Produits achetés	9 261	8 476	7 325
Marge brute	1 922	1 376	1 114
Charges			
Charges d'exploitation	927	772	742
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(1)	6	26
Marge d'exploitation	996	598	346
Dépenses d'investissement	208	180	220
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	788	418	126

Marge brute

Les marges de craquage qu'obtient Cenovus sur le raffinage, qui correspondent à la marge brute par baril, sont tributaires de nombreux facteurs, notamment la diversité de la charge d'alimentation en pétrole brut traitée, la configuration des raffineries et la proportion d'essence, de distillats et de produits secondaires qui composent leur production, le délai entre l'achat du pétrole brut alimentant les raffineries et le moment où celles-ci traitent ce pétrole brut, ainsi que les coûts de la charge d'alimentation. Ces derniers sont établis selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

En 2018, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a monté principalement en raison des marges de craquage plus élevées réalisées grâce à l'amélioration des prix des produits et à l'élargissement considérable des écarts WTI-WCS et WTI-WTS, ce qui a constitué un avantage relativement au coût de la charge d'alimentation. Au 31 décembre 2018, nous avons comptabilisé une perte de valeur de 47 M\$ de nos stocks de produits raffinés à cause du recul des prix. Le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain a eu une incidence défavorable sur la marge brute d'environ 10 M\$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, le coût des NIR s'est établi à 131 M\$, contre 296 M\$ en 2017. Si le coût associé aux NIR a baissé, c'est principalement parce que le prix de référence des NIR a diminué depuis que les petites raffineries sont exemptées de certaines obligations en matière de volumes.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation en 2018 ont été la maintenance, la main-d'œuvre et les services publics. Les charges d'exploitation ont augmenté principalement à cause d'une hausse du coût des activités de maintenance et de révision prévues par rapport à 2017.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Raffinerie de Wood River	119	114	147
Raffinerie de Borger	85	54	66
Commercialisation	4	12	7
	208	180	220

Les dépenses d'investissement de 2018 ont été axées principalement sur la maintenance des immobilisations et les travaux visant à assurer la fiabilité des installations, de même que sur les projets d'amélioration du rendement.

En 2019, nous comptons investir entre 240 M\$ et 275 M\$, somme qui sera affectée aux mêmes postes qu'en 2018.

Amortissement et épuisement

Les actifs de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité de chaque composante des installations, qui varie de 3 à 60 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation s'est chiffrée à 222 M\$ en 2018, contre 215 M\$ en 2017.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend les éliminations intersectorielles ayant trait à des opérations inscrites aux prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, les ajustements au titre de la consommation interne servant à la production de gaz naturel entre les secteurs, les services de transbordement fournis au secteur Sables bitumineux par le terminal ferroviaire de Cenovus, la production de pétrole brut servant de charge d'alimentation du secteur Raffinage et commercialisation et le résultat intersectoriel latent sur les stocks. Les profits et les pertes liés à la gestion des risques représentent les profits ou pertes latents, évalués à la valeur de marché, au titre d'instruments financiers dérivés servant à atténuer le risque de fluctuations des prix des marchandises, des coûts de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change, ainsi que les profits et les pertes réalisés liés à la gestion des risques, le cas échéant, sur les swaps de taux d'intérêt et les contrats de change. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur à présenter auquel se rapporte l'instrument dérivé. Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend en outre les coûts à l'échelle de Cenovus au titre des frais généraux et frais d'administration, de la provision au titre de contrats déficitaires, des charges financières, des produits d'intérêts, (du profit) de la perte de change, du (profit) au titre de la réévaluation, des coûts de transaction, de la réévaluation du paiement éventuel, des frais de recherche, (du profit) de la perte à la sortie d'actifs et de tout autre (profit) perte.

En 2018, les activités de gestion des risques ont donné lieu :

- à des profits latents liés à la gestion des risques de 1 249 M\$ (pertes latentes liées à la gestion des risques de 729 M\$ en 2017);
- à des profits réalisés liés à la gestion des risques de 23 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt (néant en 2017);
- à des pertes réalisées liées à la gestion des risques de 1 M\$ sur les contrats de change (profits de 146 M\$ en 2017);

(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Frais généraux et frais d'administration	391	300	318
Provision au titre de contrats déficitaires	629	8	8
Charges financières	627	645	390
Produits d'intérêts	(19)	(62)	(52)
(Profit) perte de change, montant net	854	(812)	(198)
(Profit) au titre de la réévaluation	-	(2 555)	-
Coûts de transaction	-	56	-
Réévaluation du paiement éventuel	50	(138)	-
Frais de recherche	25	36	36
(Profit) perte à la sortie d'actifs	795	1	6
Autre (profit) perte, montant net	(12)	(5)	34
	3 340	(2 526)	542

Charges

Frais généraux et frais d'administration

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre et la location de bureaux. En 2018, les frais généraux et frais d'administration se sont accrus de 91 M\$, principalement sous l'effet des indemnités de départ de 60 M\$ versées par suite de réductions de l'effectif, de la hausse des frais de location et de l'augmentation des primes d'intéressement à long terme par suite d'une dépréciation moins marquée du cours de notre action comparativement à 2017; ces facteurs ont été neutralisés en partie par le fait qu'en 2017, des coûts de transaction de 40 M\$ liés à l'acquisition avaient été inscrits.

Provision au titre de contrats déficitaires

La provision au titre de contrats déficitaires a trait aux contrats de location simple déficitaires et aux charges d'exploitation liées à des locaux à bureaux à Calgary, en Alberta. Cette provision représente la valeur actualisée de l'écart entre les paiements locatifs futurs que nous sommes tenus de verser aux termes des contrats de location non résiliables et les recouvrements estimatifs au titre des sous-locations, écart actualisé à l'aide de notre taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, nous avons comptabilisé une provision hors trésorerie au titre de contrats déficitaires de 629 M\$ (déduction faite d'une somme de 57 M\$ liée à la modification du taux d'actualisation sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit), contre 8 M\$ en 2017.

Nous gérons de façon active notre portefeuille immobilier et, au troisième trimestre de 2018, nous avons conclu une entente visant à sous-louer une partie de nos locaux à bureaux à Calgary en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus.

Charges financières

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur les emprunts à court terme et la dette à long terme ainsi que de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Le 29 octobre 2018, nous avons remboursé une tranche de 800 M\$ US de nos billets non garantis échéant le 15 octobre 2019 d'un capital de 1 300 M\$ US, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'une prime de remboursement de 20 M\$ US et de frais liés à l'émission de titres d'emprunt et d'une décote non amortie connexes de 1 M\$ à titre de charges financières.

En décembre 2018, nous avons versé la somme de 69 M\$ US pour le rachat de billets non garantis d'un capital de 76 M\$ US. Un profit de 9 M\$ sur le rachat a été comptabilisé au crédit des charges financières. Après le 31 décembre 2018, nous avons racheté une nouvelle tranche de 324 M\$ US de billets non garantis, pour une somme de 300 M\$ US en trésorerie.

Les charges financières ont baissé de 18 M\$ en 2018 par rapport à celles de 2017 en raison de la réduction de la dette totale qui a comprimé les charges d'intérêts, en partie contrebalancée par la prime au remboursement de la dette à long terme. Si les charges financières avaient été plus élevées en 2017, c'est principalement en raison des coûts liés à la dette supplémentaire contractée en vue de financer l'acquisition, notamment le montant de 3,6 G\$ prélevé sur une facilité de crédit-relais engagée qui a été entièrement remboursée et éteinte en décembre 2017.

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 5,1 % en 2018 (4,9 % en 2017).

Change

(en millions de dollars)

(Profit) perte de change latent
(Profit) perte de change réalisé

	2018	2017	2016
(Profit) perte de change latent	649	(857)	(189)
(Profit) perte de change réalisé	205	45	(9)
	854	(812)	(198)

En 2018, des pertes de change latentes ont été comptabilisées par suite essentiellement de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Le dollar canadien a perdu 8 % par rapport au dollar américain entre le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2018, ce qui s'est traduit par une perte latente pour 2018.

(Profit) au titre de la réévaluation

Avant l'acquisition, la participation de 50 % de la société dans FCCL était sous contrôle commun avec ConocoPhillips et correspondait à la définition d'entreprise commune aux termes d'IFRS 11, *Partenariats*. C'est pourquoi Cenovus comptabilisait sa quote-part des actifs, des passifs, des produits des activités ordinaires et des charges dans ses résultats consolidés. Depuis l'acquisition, Cenovus contrôle FCCL, selon la définition d'IFRS 10, *États financiers consolidés*, et, par conséquent, FCCL a été consolidée. Comme l'exige IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, lorsque le contrôle est obtenu par étapes, la participation détenue antérieurement dans FCCL a été réévaluée à sa juste valeur de 12,3 G\$ et un profit au titre de la réévaluation hors trésorerie de 2,6 G\$ (1,9 G\$ après impôts) a été comptabilisé en résultat net en 2017.

Coûts de transaction

En 2017, nous avons comptabilisé en charges des coûts de transaction de 56 M\$ liés à l'acquisition.

Réévaluation du paiement éventuel

En ce qui concerne la production liée aux sables bitumineux, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips au cours des cinq années suivant la date de clôture de l'acquisition pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut du WCS sera supérieur à 52 \$ le baril. Le paiement trimestriel sera de 6 M\$ pour chaque dollar en excédent du prix du WCS de 52 \$ le baril. Les paiements éventuels ne sont pas plafonnés. Le calcul comporte un mécanisme d'ajustement tenant compte de certaines interruptions de production importantes à Foster Creek et à Christina Lake, qui pourrait réduire le montant d'un paiement éventuel.

Le paiement éventuel est comptabilisé à titre d'option financière. La juste valeur de 132 M\$ au 31 décembre 2018 a été estimée en calculant la valeur actualisée des flux de trésorerie attendus futurs à l'aide d'un modèle d'évaluation d'options. Le paiement éventuel est réévalué à la juste valeur à chaque date de clôture, et les variations de la juste valeur seront imputées au résultat net. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, une perte au titre de la réévaluation hors trésorerie de 50 M\$ a été comptabilisée.

Au 31 décembre 2018, le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement éventuel est de 38,87 \$ CA le baril. Les prix à terme trimestriels estimatifs du WCS pour la durée résiduelle de l'entente sont de l'ordre d'environ 35,60 \$ CA à 41,60 \$ CA le baril. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la somme de 124 M\$ était à payer aux termes de la convention de paiement éventuel (17 M\$ en 2017).

Amortissement et épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, les améliorations locatives et le mobilier de bureau. Les actifs non sectoriels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs en question, qui va de 3 à 25 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. La dotation s'est chiffrée à 58 M\$ en 2018 (62 M\$ en 2017).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)

	2018	2017	2016
Charge d'impôt exigible			
Canada	(128)	(217)	(260)
États-Unis	2	(38)	1
Charge (produit) d'impôt exigible	(126)	(255)	(259)
Charge (produit) d'impôt différé	(884)	203	(84)
Total de la charge (du produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies	(1 010)	(52)	(343)

Le tableau suivant présente le rapprochement de l'impôt sur le résultat calculé au taux prévu par la loi au Canada et de l'impôt sur le résultat présenté :

(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Résultat avant impôt sur le résultat relativement aux activités poursuivies	(3 926)	2 216	(802)
Taux prévu par la loi au Canada (%)	27,0	27,0	27,0
Charge (produit) d'impôt sur le résultat attendu relativement aux activités poursuivies	(1 060)	598	(217)
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :			
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	(57)	(17)	(46)
(Gains) pertes en capital non imposables	82	(129)	(26)
(Gains) pertes en capital non comptabilisés	99	(99)	(26)
Ajustements découlant de déclarations antérieures	3	(41)	(46)
Comptabilisation de pertes en capital non comptabilisées antérieurement	-	(68)	-
Comptabilisation de la base fiscale aux États-Unis	(78)	-	-
Modification du taux prévu par la loi aux États-Unis	-	(275)	-
Charges non déductibles	2	(5)	5
Autres	(1)	(16)	13
Total de la charge (du produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies	(1 010)	(52)	(343)
Taux d'imposition effectif (%)	25,7	(2,3)	42,8

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. Nous estimons que notre charge d'impôt est juste. Il y a habituellement un certain nombre de questions fiscales en examen, et le montant de l'impôt sur le résultat fait donc l'objet d'une incertitude relative aux estimations. Le moment où sont constatés le résultat et les déductions d'impôt servant à l'établissement de la charge d'impôt exigible dépend de la législation fiscale pertinente.

En 2017 et en 2018, des recouvrements d'impôt en trésorerie ont été comptabilisés relativement à des impôts payés lors d'autres années. Le montant maximal de ces recouvrements a été atteint en 2018, et nous prévoyons donc de comptabiliser une charge d'impôt en trésorerie en 2019.

En 2018, nous avons comptabilisé un produit d'impôt différé se rapportant aux pertes de l'exercice, compte tenu de la perte de valeur des actifs de prospection et d'exploitation du Deep Basin, ainsi qu'un produit d'impôt de 78 M\$ découlant d'un ajustement de la base fiscale de nos actifs de raffinage. L'accroissement de la base fiscale découle du fait qu'un de nos partenaires a comptabilisé un profit imposable sur sa participation dans WRB Refining LP (« WRB ») qui, en raison d'un choix fait auprès des autorités fiscales américaines, a été ajouté à la base fiscale des actifs de WRB. Une charge d'impôt différé liée aux activités poursuivies avait été inscrite en 2017 en raison du profit au titre de la réévaluation à l'égard de notre participation préexistante dans le cadre de l'acquisition, déduction faite d'un avantage fiscal lié à la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis, qui a été ramené de 35 % à 21 %.

Notre taux d'imposition effectif est fonction de la relation entre le total de la charge (économie) d'impôt et le résultat avant impôt. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte de taux différents dans d'autres territoires de compétences, des écarts de change non imposables, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, des ajustements de la base fiscale des actifs de raffinage, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la charge d'impôt et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales et d'autres différences permanentes. Notre taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi en raison de la non-comptabilisation de pertes en capital.

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

En 2017, Cenovus s'est dessaisie de la majorité des actifs de son secteur Hydrocarbures classiques, qui comprenaient les actifs de pétrole lourd de Pelican Lake, le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn et les actifs de pétrole brut classique, de LGN et de gaz naturel des régions de Suffield et de Palliser dans le sud de l'Alberta. Les actifs et les passifs du secteur ont été reclassés dans les actifs et les passifs détenus en vue de la vente, et les résultats d'exploitation ont été présentés à titre d'activités abandonnées.

Le 5 janvier 2018, nous avons conclu la vente des activités liées au pétrole brut et au gaz naturel de Suffield, dans le sud de l'Alberta, pour un produit brut en trésorerie de 512 M\$ avant les ajustements de clôture. Un profit de 343 M\$ avant impôt sur les activités abandonnées a été comptabilisé relativement à la vente.

Les dessaisissements réalisés en 2017 se sont traduits par un produit brut en trésorerie de 3,2 G\$ avant les ajustements de clôture et un profit de 1,3 G\$ avant impôt.

Résultats financiers

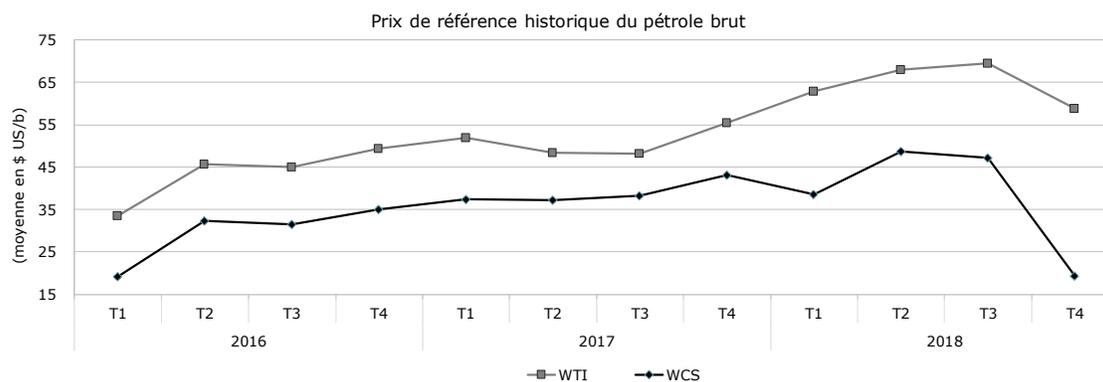
(en millions de dollars)

	2018	2017	2016
Chiffre d'affaires brut	14	1 309	1 267
Déduire : Redevances	3	174	139
Produits des activités ordinaires	11	1 135	1 128
Charges			
Transport et fluidification	1	167	186
Activités d'exploitation	(28)	426	444
Taxe sur la production et impôts miniers	1	18	12
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	33	(58)
Marge d'exploitation	37	491	544
Amortissement et épuisement	-	192	567
Coûts de prospection	-	2	-
Charges financières	1	80	102
Résultat provenant des activités abandonnées, avant impôt	36	217	(125)
Charge (produit) d'impôt exigible	-	24	86
Charge (produit) d'impôt différé	9	33	(125)
Résultat provenant des activités abandonnées, après impôt	27	160	(86)
Profit (perte) sur les activités abandonnées, après impôt¹⁾	220	938	-
Résultat net provenant des activités abandonnées	247	1 098	(86)

1) Déduction faite de la charge d'impôt différé de 81 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (347 M\$ en 2017).

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Les résultats des huit derniers trimestres ont été marqués surtout par la volatilité des prix des marchandises et l'accroissement des volumes de production attribuable à l'acquisition. Les prix de référence pour le pétrole léger se sont améliorés pendant la plus grande partie de 2018. Toutefois, les conditions du marché au quatrième trimestre de 2018 ont entraîné une chute marquée du prix du WTI, qui a clôturé l'année à plus de 20 % sous le niveau où il se situait en janvier 2018. Pendant ce temps, les écarts entre les prix du pétrole léger et du pétrole lourd se sont considérablement élargis, surtout au quatrième trimestre de 2018, où l'écart WTI-WCS a atteint le record de 52,00 \$ US le baril. Par conséquent, les prix nets opérationnels de nos activités poursuivies, qui se situaient à (1,13) \$ par bep au quatrième trimestre de 2018 avant les opérations réalisées liées à la gestion des risques, ont été substantiellement inférieurs à ceux du quatrième trimestre de 2017, qui s'étaient chiffrés à 22,38 \$ par bep.



Sommaire des résultats d'exploitation et des résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action et sauf indication contraire)

	2018				2017			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Volumes de production								
Liquides (b/j)	354 592	408 950	423 340	395 474	422 157	449 055	333 664	234 914
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	469	520	572	558	795	851	620	363
Total de la production (bep/j)	432 714	495 608	518 609	488 561	554 606	590 851	436 929	295 414
Production totale provenant des activités poursuivies (bep/j)	432 713	495 592	518 530	487 464	480 497	478 817	322 792	184 001
Activités de raffinage								
Production de pétrole brut (kb/j)	477	492	464	349	450	462	449	406
Produits raffinés (kb/j)	502	518	490	369	480	490	476	433
Produits des activités ordinaires	4 545	5 857	5 832	4 610	5 079	4 386	4 037	3 541
Marge d'exploitation¹⁾								
Des activités poursuivies	135	1 191	911	157	1 018	1 097	572	305
Total de la marge d'exploitation	132	1 192	938	169	1 088	1 214	731	450
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation								
Des activités poursuivies	488	1 258	506	(134)	833	481	1 102	195
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	485	1 259	533	(123)	900	592	1 239	328
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾								
Des activités poursuivies	(33)	976	747	(53)	796	865	603	183
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	(36)	977	774	(41)	866	980	745	323
Résultat d'exploitation²⁾								
Des activités poursuivies	(1 670)	(41)	(292)	(752)	(533)	240	298	(39)
par action (\$) ³⁾	(1,36)	(0,03)	(0,24)	(0,61)	(0,43)	0,20	0,27	(0,05)
Total du résultat d'exploitation	(1 672)	(42)	(272)	(743)	(514)	327	352	(39)
par action (\$) ³⁾	(1,36)	(0,03)	(0,22)	(0,60)	(0,42)	0,27	0,32	(0,05)
Résultat net								
Des activités poursuivies	(1 350)	(242)	(410)	(914)	(776)	275	2 558	211
par action (\$) ³⁾	(1,10)	(0,20)	(0,33)	(0,74)	(0,63)	0,22	2,30	0,25
Total du résultat net	(1 356)	(241)	(418)	(654)	620	(82)	2 617	211
par action (\$) ³⁾	(1,10)	(0,20)	(0,34)	(0,53)	0,50	(0,07)	2,35	0,25
Dépenses d'investissement⁴⁾								
Des activités poursuivies	276	271	294	522	557	396	277	225
Total des dépenses d'investissement	276	271	292	524	583	438	327	313
Dividendes								
Dividendes en numéraire	62	61	62	60	61	62	61	41
Par action (\$) ³⁾	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

1) Total partiel présenté aux notes 1 et 11 des états financiers consolidés, aux notes 1 et 9 des états financiers consolidés intermédiaires et défini dans le présent rapport de gestion.

2) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion.

3) Résultat de base et dilué par action.

4) Comprend les dépenses liées aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation et aux actifs détenus en vue de la vente.

Comparaison des résultats d'exploitation du quatrième trimestre de 2018 et du quatrième trimestre de 2017

Activités poursuivies

Volumes de production

La production totale provenant des activités poursuivies a fléchi de 10 % au quatrième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de 2017. Cette baisse de la production est imputable essentiellement à notre décision de gérer les taux de production des sables bitumineux en réaction aux contraintes limitant la capacité de transport et à l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole lourd. La limitation des taux de production des puits a eu pour effet de réduire la production des sables bitumineux d'environ 51 000 barils par jour au quatrième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de 2017.

Activités de raffinage

Le pétrole brut traité et la production de produits raffinés ont augmenté par rapport à 2017, les deux raffineries ayant fonctionné à des taux supérieurs à leur capacité nominale.

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont baissé de 534 M\$ en 2018 en raison surtout des facteurs suivants :

- l'élargissement des écarts entre les prix du pétrole léger et du pétrole lourd, qui s'est traduit par une chute de 71 % des prix de vente des liquides issus de nos activités poursuivies, ceux-ci s'étant chiffrés à 13,26 \$ le baril;
- la baisse des volumes de vente par suite du fléchissement de la production.

Les baisses susmentionnées ont été en partie compensées par l'accroissement des produits tirés du raffinage grâce aux marges de craquage plus élevées réalisées et la hausse des taux d'utilisation du brut, l'augmentation des produits tirés des ventes de pétrole brut à des tiers et les ventes de gaz naturel par le groupe de commercialisation, de même que par la baisse des redevances sur le brut.

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a baissé de 87 % au cours du quatrième trimestre de 2018 en regard de la période correspondante de 2017. La marge d'exploitation des activités en amont a diminué de 820 M\$ en raison des facteurs suivants :

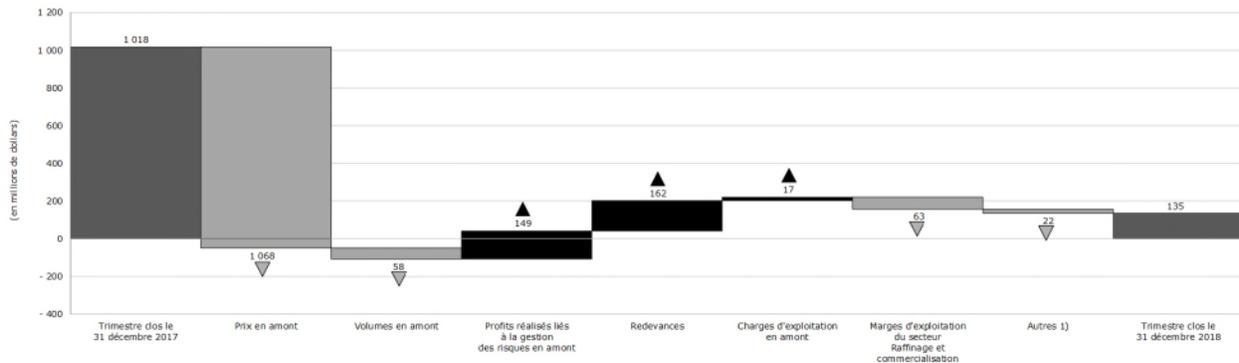
- la diminution des prix de vente moyens des liquides imputable à l'élargissement des écarts entre les prix du pétrole léger et du pétrole lourd et à la hausse des coûts des condensats;
- l'augmentation des frais de transport et de fluidification faisant suite à une hausse du prix des condensats;
- la baisse des volumes de vente par suite du fléchissement de la production.

Ces facteurs ont été en partie compensés par les éléments suivants :

- une baisse des redevances attribuable essentiellement au recul des prix de vente réalisés sur les liquides;
- des pertes réalisées de 86 M\$ liées à la gestion des risques, comparativement à 235 M\$ à ce titre en 2017.

La marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation a diminué de 63 M\$. Sa baisse est imputable surtout à la diminution des marges de craquage moyennes sur le marché, en partie compensée par l'élargissement des écarts WTI-WCS et WTI-WTS, qui ont constitué un avantage relativement au coût de la charge d'alimentation, la réduction du coût associé aux NIR, la hausse des marges réalisées sur les produits raffinés et l'amélioration des taux d'utilisation du brut aux deux raffineries.

Variation de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies



- 1) L'élément Autres comprend la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd comptabilisés dans les produits des activités ordinaires et les coûts des condensats inscrits dans les frais de transport et de fluidification. Le prix du pétrole brut ne tient pas compte de l'incidence des achats de condensats.

Activités abandonnées

Le 5 janvier 2018, nous avons conclu la vente des activités liées au pétrole brut et au gaz naturel de Suffield, dans le sud de l'Alberta. Aucune production n'en a donc été tirée au quatrième trimestre de 2018, contre une production de 74 109 bep/j au trimestre correspondant de 2017.

Résultats consolidés

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et fonds provenant de l'exploitation ajustés

Le total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés a diminué au quatrième trimestre de 2018, comparativement au trimestre correspondant de 2017, principalement en raison de la baisse de la marge d'exploitation mentionnée ci-dessus. La diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a été atténuée par les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au quatrième trimestre de 2018 était essentiellement due à la diminution des débiteurs et des stocks, en partie contrebalancée par la baisse des créditeurs et du passif d'impôt. En 2017, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement était essentiellement due à l'accroissement des créditeurs et du passif d'impôt atténué par l'augmentation des débiteurs et des stocks.

Résultat d'exploitation

Le bénéfice d'exploitation provenant des activités poursuivies a fléchi de 1 137 M\$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport au trimestre correspondant de 2017. Ce fléchissement est imputable essentiellement à des coûts de prospection de 2,1 G\$ au quatrième trimestre de 2018, contre 887 M\$ en 2017, de même qu'à la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés, mentionnée plus haut. Ces facteurs ont été en partie compensés par un produit d'impôt différé de 705 M\$, contre 201 M\$ en 2017, un profit au titre de la réévaluation du paiement éventuel de 361 M\$, contre 29 M\$ au quatrième trimestre de 2017, et une charge d'amortissement et d'épuisement inférieure.

Les activités abandonnées ont inscrit une perte d'exploitation de 2 M\$ au quatrième trimestre de 2018, comparativement à un bénéfice d'exploitation de 19 M\$ pour la période correspondante de 2017.

Résultat net

La perte nette des activités poursuivies s'est chiffrée à 1 350 M\$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à une perte nette de 776 M\$ au trimestre correspondant de 2017. Cette variation est principalement imputable à la baisse du résultat d'exploitation mentionnée ci-dessus, qui a été en partie contrebalancée par des profits latents liés à la gestion des risques de 741 M\$ en regard de pertes de 654 M\$ en 2017. En outre, un produit d'impôt différé de 275 M\$ a été comptabilisé au quatrième trimestre de 2017 par suite de l'avantage conféré par la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis et des pertes de change latentes autres que d'exploitation de 296 M\$ par rapport à 51 M\$ en 2017.

Le résultat net des activités abandonnées du quatrième trimestre de 2017 comprenait un profit de 1 378 M\$ après impôt sur la sortie des actifs du secteur Hydrocarbures classiques.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement consacrées aux activités poursuivies du quatrième trimestre de 2018 se sont chiffrées à 276 M\$, soit 281 M\$ de moins qu'au trimestre correspondant de 2017. Cette réduction s'explique essentiellement par notre volonté constante de gérer nos capitaux avec rigueur ainsi que par la réduction des activités du secteur Deep Basin par rapport à 2017.

Au quatrième trimestre de 2018, les dépenses d'investissement liées aux activités abandonnées se sont établies à néant, comparativement à 26 M\$ en 2017; cette variation s'explique par notre décision de nous défaire de nos actifs du secteur Hydrocarbures classiques.

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Nous retenons les services d'ERQI pour qu'ils évaluent l'ensemble de nos réserves prouvées et probables de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen, de LGN, de gaz naturel classique et de gaz de schiste, et qu'ils préparent des rapports sur celles-ci. Aux fins de la présentation de l'information, nous avons inclus le pétrole lourd avec le bitume et le gaz de schiste avec le gaz naturel classique, car nos réserves de pétrole lourd et de gaz de schiste n'étaient pas significatives en 2018 par suite de la sortie des actifs de Suffield le 5 janvier 2018 et de CPP le 6 septembre 2018.

Les développements survenus en 2018, comparativement à 2017, sont notamment les suivants :

- Les réserves prouvées de bitume ont augmenté de 66 millions de barils, car les ajouts provenant de la prise en compte d'une délimitation de l'épaisseur de gisement continue des zones productives effectives moins élevée dans le secteur Sables bitumineux et l'approbation par l'Alberta Energy Regulator d'une expansion mineure à Foster Creek, en plus de l'amélioration du rendement des sables bitumineux, ont largement compensé les réductions dues à la sortie de Suffield (actifs de pétrole brut lourd) et à la production de l'exercice.

- Les réserves prouvées et probables de bitume ont augmenté de 19 millions de barils, car les ajouts provenant de la prise en compte d'une délimitation de l'épaisseur de gisement continue des zones productives effectives moins élevée dans le secteur Sables bitumineux et l'amélioration du rendement des sables bitumineux, ont largement compensé les réductions dues à la sortie de Suffield (actifs de pétrole brut lourd) et à la production de l'exercice.
- Les réserves prouvées de pétrole léger et moyen ont diminué de 1 million de barils, tandis que le total des réserves prouvées et probables a baissé de 2 millions de barils, car les ajouts mineurs ont été largement contrebalancés par les réductions imputables à la sortie de CPP et à la production de l'exercice.
- Les réserves prouvées de LGN ont diminué de 31 millions de barils, tandis que le total des réserves prouvées et probables a baissé de 55 millions de barils, car les ajouts faisant suite à la mise en valeur des actifs du Deep Basin ont été plus qu'annulés par la sortie de CPP, les révisions techniques attribuées à des changements apportés aux plans de mise en valeur du secteur Deep Basin et la production de l'exercice.
- Les réserves prouvées de gaz naturel classique ont diminué de 596 milliards de pieds cubes, tandis que le total des réserves prouvées et probables a baissé de 702 milliards de pieds cubes, car les ajouts faisant suite à la mise en valeur des actifs du Deep Basin ont été plus qu'annulés par les réductions imputables à la sortie de CPP, les révisions techniques attribuées à des changements apportés aux plans de mise en valeur du secteur Deep Basin et la production de l'exercice.

Les données relatives aux réserves présentées ci-dessous en date du 31 décembre 2018 se fondent sur une moyenne des prévisions établies par McDaniel & Associates Consultants Ltd., GLJ Petroleum Consultants Ltd. et Sproule Associates Limited (la « moyenne prévisionnelle des ERQI »). La moyenne prévisionnelle des ERQI à l'égard des prix et des coûts est datée du 1^{er} janvier 2019. L'information comparative au 31 décembre 2017 se fonde sur la moyenne prévisionnelle des ERQI à l'égard des prix et des coûts établis au 1^{er} janvier 2018.

Réserves

31 décembre 2018 (avant redevances)	Bitume ¹⁾ (Mb)	Pétrole moyen et léger (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ²⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Prouvées	4 831	12	72	1 513	5 167
Probables	1 598	5	44	1 041	1 821
Prouvées et probables	6 429	17	116	2 554	6 988

1) Comprend les réserves de pétrole brut lourd, qui ne sont pas significatives.

2) Comprend les réserves de gaz de schiste, qui ne sont pas significatives.

Rapprochement des réserves prouvées

(avant redevances)	Bitume ¹⁾ (Mb)	Pétrole moyen et léger (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ²⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
31 décembre 2017	4 765	13	103	2 109	5 232
Extensions et amélioration du taux de récupération	131	2	11	210	179
Découvertes	-	-	-	-	-
Révisions techniques	81	-	(3)	(29)	74
Facteurs économiques	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-	-
Cessions	(13)	(1)	(30)	(582)	(141)
Production ³⁾	(133)	(2)	(9)	(195)	(177)
31 décembre 2018	4 831	12	72	1 513	5 167
Variation en glissement annuel	66	(1)	(31)	(596)	(65)
Variation en glissement annuel (%)	1	(8)	(30)	(28)	(1)

1) Comprend les réserves de pétrole brut lourd, qui ne sont pas significatives.

2) Comprend les réserves de gaz de schiste, qui ne sont pas significatives.

3) La production comprend le gaz naturel utilisé par la société comme carburant dans ses activités liées aux sables bitumineux, mais ne tient pas compte de la production issue des droits de redevances.

Rapprochement des réserves prouvées et probables

(avant redevances)	Bitume ¹⁾ (Mb)	Pétrole moyen et léger (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ²⁾ (Gpi ³⁾	Total (Mbep)
31 décembre 2017	6 410	19	171	3 256	7 142
Extensions et amélioration du taux de récupération	105	3	25	515	220
Découvertes	-	-	-	-	-
Révisions techniques	64	(2)	(8)	(138)	32
Facteurs économiques	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-	-
Cessions	(17)	(1)	(63)	(884)	(229)
Production ³⁾	(133)	(2)	(9)	(195)	(177)
31 décembre 2018	6 429	17	116	2 554	6 988
Variation en glissement annuel	19	(2)	(55)	(702)	(154)
Variation en glissement annuel (%)	-	(11)	(32)	(22)	(2)

1) Comprend les réserves de pétrole brut lourd, qui ne sont pas significatives.

2) Comprend les réserves de gaz de schiste, qui ne sont pas significatives.

3) La production comprend le gaz naturel utilisé par la société comme carburant dans ses activités liées aux sables bitumineux, mais ne tient pas compte de la production issue des droits de redevances.

D'autres informations sur l'évaluation des réserves de la société, et la communication de l'information connexe, conformément au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (le « Règlement 51-101 ») sont présentées dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. La notice annuelle se trouve sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, ainsi que sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com. Les risques et incertitudes importants associés à l'estimation des réserves sont exposés à la section « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation – activités poursuivies	2 118	2 611	426
Activités d'exploitation – activités abandonnées	36	448	435
Total pour les activités d'exploitation	2 154	3 059	861
Activités d'investissement – activités poursuivies	(1 017)	(15 859)	(911)
Activités d'investissement – activités abandonnées	404	2 993	(168)
Total pour les activités d'investissement	(613)	(12 866)	(1 079)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	1 541	(9 807)	(218)
Activités de financement	(1 410)	6 515	(168)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	40	182	1
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	171	(3 110)	(385)
31 décembre	2018	2017	2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie	781	610	3 720
Facilité engagée et n'ayant fait l'objet d'aucun prélèvement	4 500	4 500	4 000

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué en 2018, principalement à cause de la baisse de la marge d'exploitation, analysée à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion, de la diminution du produit d'impôt exigible et de la hausse des frais généraux et frais d'administration du fait surtout des indemnités de départ de 60 M\$, outre la hausse des frais de location. En 2017, nous avons bénéficié de profits réalisés liés à la gestion des risques de 146 M\$ sur les contrats de change, facteur contrebalancé en partie par les coûts de transaction de 56 M\$ liés à l'acquisition. La baisse des flux de trésorerie a été en partie neutralisée par les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, comme il est indiqué à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques, des actifs et des passifs détenus en vue de la vente, de la partie courante du paiement éventuel et de la provision au titre de contrats déficitaires, le fonds de roulement de la société s'élevait à 500 M\$ au 31 décembre 2018, par rapport à 1 141 M\$ au 31 décembre 2017. Si le fonds de roulement a reculé, c'est principalement en raison de la partie courante des billets non garantis de 682 M\$ échéant le 15 octobre 2019. Le recul du fonds de roulement s'explique aussi par la diminution des débiteurs et des stocks, en partie annulée par la baisse des créditeurs.

La société s'attend à continuer de respecter ses obligations de paiement à mesure qu'elles deviennent exigibles.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont reculé en 2018 principalement du fait de l'acquisition en 2017.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

En 2018, des liquidités ont été affectées aux activités de financement, d'abord pour des remboursements sur la dette à hauteur de 1,1 G\$ et ensuite pour le règlement des dividendes sur les actions ordinaires. En 2017, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement provenaient de l'émission de titres d'emprunt et d'actions ordinaires pour le financement de l'acquisition.

En 2018, nous avons remboursé une tranche de 800 M\$ US de nos billets non garantis échéant le 15 octobre 2019 d'un capital de 1 300 M\$ US. Nous avons aussi versé 69 M\$ US pour le rachat d'une partie de nos billets non garantis d'un capital de 76 M\$ US. Au 31 décembre 2018, l'encours de la dette en dollars américains se chiffrait à 6 774 M\$ US (9 241 M\$), contre 7 650 M\$ US (9 597 M\$) au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2018, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

Dividendes

En 2018, la société a versé un dividende de 0,20 \$ par action ordinaire, soit 245 M\$ (0,20 \$ par action ordinaire, soit 225 M\$, en 2017). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

Sources de liquidités disponibles

La société prévoit que les flux de trésorerie tirés de ses activités en amont et de celles liées au raffinage suffiront à financer la totalité de ses besoins en trésorerie en 2019. Tout manque à gagner éventuel pourra être financé par l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt, y compris des prélèvements sur notre facilité de crédit, la gestion du portefeuille d'actifs et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à la société. La société entend bien conserver les notes de crédit d'excellente qualité que lui ont accordées S&P Global Ratings, DBRS Limited et Fitch Ratings.

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 décembre 2018 :

(en millions de dollars)

	Échéance	Montant
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	781
Facilité de crédit engagée – tranche A	Novembre 2022	3 300
Facilité de crédit engagée – tranche B	Novembre 2021	1 200

Facilité de crédit engagée

Nous disposons d'une facilité de crédit engagée se composant d'une tranche de 1,2 G\$ et d'une tranche de 3,3 G\$. Au quatrième trimestre de 2018, nous avons modifié la facilité de crédit engagée en vue de proroger l'échéance de la tranche de 1,2 G\$ au 30 novembre 2021 et celle de la tranche de 3,3 G\$ au 30 novembre 2022. Au 31 décembre 2018, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée.

Prospectus préalable de base

Cenovus dispose d'un prospectus préalable de base qui expire en novembre 2019. Au 31 décembre 2018, des émissions de 4,6 G\$ US peuvent encore être effectuées aux termes du prospectus préalable de base. Les émissions effectuées aux termes du prospectus sont assujetties aux conditions du marché.

Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette nette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/capitaux permanents. Les mesures hors PCGR que nous employons se définissent comme suit : la dette nette s'entend des emprunts à court terme ainsi que des parties courante et non courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie; les capitaux permanents correspondent à la dette nette plus les capitaux propres; le BAIIA ajusté correspond au bénéfice net avant les charges financières, les produits d'intérêts, la charge d'impôt sur le résultat, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement, la perte de valeur des actifs de prospection et d'évaluation, les pertes de valeur du goodwill, les pertes de valeur d'actifs et les reprises sur celles-ci, les profits ou les pertes latents liés à

la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit au titre de la réévaluation, la réévaluation du paiement éventuel, le profit ou la perte à la sortie d'actifs et les autres profits ou pertes nets, calculé sur une base de douze mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de la société.

À long terme, Cenovus vise un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0x. Nous avons pour objectif de maintenir une discipline rigoureuse en matière de capital et de gérer notre structure financière de façon à disposer de liquidités suffisantes à tous les stades du cycle économique. Pour assurer sa résilience financière, Cenovus peut, entre autres, modifier ses dépenses d'investissement et d'exploitation, effectuer des prélèvements sur sa facilité de crédit ou rembourser la dette existante, ajuster les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions pour les annuler aux termes d'offres publiques de rachat dans le cours normal de l'activité, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou émettre de nouvelles actions. De plus, Cenovus gère son ratio dette nette/BAIIA ajusté de manière à s'assurer de respecter les clauses restrictives qui s'y rapportent, telles qu'elles sont définies dans la convention de facilité de crédit engagée.

Le tableau qui suit présente le rapprochement du BAIIA ajusté et du calcul du ratio de la dette nette sur le BAIIA ajusté :

31 décembre	2018	2017	2016
Partie courante de la dette à long terme	682	-	-
Dette à long terme	8 482	9 513	6 332
Déduire : Trésorerie et équivalents de trésorerie	(781)	(610)	(3 720)
Dette nette	8 383	8 903	2 612
Résultat net	(2 669)	3 366	(545)
Ajouter (déduire) :			
Charges financières	628	725	492
Produits d'intérêts	(19)	(62)	(52)
(Produit) charge d'impôt sur le résultat	(920)	352	(382)
Amortissement et épuisement	2 131	2 030	1 498
Perte de valeur des actifs de prospection et d'évaluation	2 123	890	2
(Profit) perte latent(e) lié à la gestion des risques	(1 249)	729	554
(Profit) perte de change, montant net	854	(812)	(198)
(Profit) au titre de la réévaluation	-	(2 555)	-
Réévaluation du paiement éventuel	50	(138)	-
(Profit) perte sur les activités abandonnées	(301)	(1 285)	-
(Profit) perte à la sortie d'actifs	795	1	6
Autre (profit) perte, montant net	(12)	(5)	34
BAIIA ajusté¹⁾	1 411	3 236	1 409
Ratio dette nette/BAIIA ajusté	5,9x	2,8x	1,9x

1) Calculé sur 12 mois consécutifs. Comprend les activités abandonnées.

Le calcul du ratio de la dette nette sur les capitaux permanents s'établit comme suit :

31 décembre	2018	2017	2016
Dette nette	8 383	8 903	2 612
Capitaux propres	17 468	19 981	11 590
Capitaux permanents	25 851	28 884	14 202
Ratio dette nette/capitaux permanents¹⁾ (%)	32	31	18

1) Le ratio dette nette/capitaux permanents s'entend de la dette nette divisée par la somme de la dette nette et des capitaux propres.

Au 31 décembre 2018, le ratio de la dette nette sur les capitaux permanents de Cenovus s'établissait à 5,9x, ce qui dépasse la cible de la société. Le ratio de la dette nette sur le BAIIA ajusté s'est accru par suite de la baisse du BAIIA ajusté sous l'effet des raisons mentionnées à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. Cette variation a été en partie contrebalancée par la réduction de la dette. Le 29 octobre 2018, nous avons en effet remboursé une tranche de 800 M\$ US de nos billets non garantis échéant le 15 octobre 2019 d'un capital de 1 300 M\$ US. En décembre 2018, nous avons aussi versé la somme de 69 M\$ US pour le rachat de billets non garantis d'un capital de 76 M\$ US.

Après le 31 décembre 2018, nous avons racheté une nouvelle tranche de 324 \$ US de billets non garantis, pour une somme de 300 M\$ US en trésorerie.

Aux termes de la facilité de crédit engagée, Cenovus est tenue de maintenir un ratio dette/capitaux permanents maximum de 65 %. La société maintient ce ratio bien en deçà de ce plafond.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les ratios financiers et la structure du capital de la société, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

Au 31 décembre 2018, environ 1 229 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 229 millions au 31 décembre 2017). Au deuxième trimestre de 2017, Cenovus a conclu un placement d'actions ordinaires par prise ferme visant 187,5 millions d'actions ordinaires dont elle a tiré un produit brut de 3,0 G\$ (2,9 G\$ déduction faite des frais d'émission d'actions de 101 M\$).

Par ailleurs, Cenovus a émis 208 millions d'actions ordinaires en faveur de ConocoPhillips le 17 mai 2017 à titre de contrepartie partielle relativement à l'acquisition. Dans le cadre de cette contrepartie en actions, Cenovus et ConocoPhillips ont conclu une convention d'investisseur et une convention de droits d'inscription. Les modalités de ces conventions comprennent certains droits et certaines restrictions concernant ConocoPhillips; celle-ci, notamment, ne pourra pas proposer de nouveaux membres au conseil d'administration et devra exercer les droits de vote rattachés à ses actions ordinaires de Cenovus selon les recommandations de la direction ou s'abstenir de voter jusqu'à ce que ConocoPhillips détienne 3,5 % ou moins des actions ordinaires de Cenovus alors en circulation. Au 31 décembre 2018, ConocoPhillips détenait toujours ces actions ordinaires.

Dans le cadre de son programme d'intéressement à long terme, Cenovus offre à ses employés un régime d'options sur actions, un régime d'unités d'actions liées au rendement (« UAR »), un régime d'unités d'actions à négociation restreinte (« UANR ») et deux régimes d'unités d'actions différées (« UAD »). Avant le 31 décembre 2017, certains administrateurs, dirigeants ou employés avaient choisi de convertir en UAD une partie de leur rémunération versée au premier trimestre de 2018. Le choix, peu importe l'exercice, est irrévocable. Les UAD peuvent être rachetées uniquement après le départ de Cenovus. Les administrateurs ont également reçu une attribution annuelle d'UAD.

Se reporter à la note 30 annexe aux états financiers consolidés pour en savoir plus au sujet de notre régime d'options sur actions, de notre régime d'unités d'actions liées au rendement, de notre régime d'unités d'actions à négociation restreinte et de notre régime d'unités d'actions différées.

	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
31 janvier 2019		
Actions ordinaires	1 228 790	s. o.
Options sur actions	33 957	27 083
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	15 034	1 558

Obligations contractuelles et engagements

Cenovus est liée par diverses obligations se rapportant à des biens et à des services qu'elle contracte dans le cours normal de ses activités. Ces obligations ont trait surtout aux contrats de transport, aux contrats de location simple visant des immeubles, au programme de gestion des risques et à la capitalisation des régimes à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Les obligations dont l'échéance initiale est à moins de un an en ont été exclues. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

(en millions de dollars)	Date de paiement prévue					Par la suite	Total
	2019	2020	2021	2022	2023		
Exploitation							
Transport et stockage ¹⁾	1 040	1 104	1 335	1 491	1 562	16 809	23 341
Contrats de location simple (baux à construction) ²⁾	156	150	146	144	141	2 158	2 895
Autres engagements à long terme	148	81	45	37	32	147	490
Intérêts sur la dette à long terme	470	431	431	431	411	5 993	8 167
Passifs relatifs au démantèlement	56	57	34	39	42	2 402	2 630
Total des obligations d'exploitation	1 870	1 823	1 991	2 142	2 188	27 509	37 523
Investissement							
Engagements relatifs à des dépenses d'investissement	21	2	1	-	-	-	24
Paiement éventuel	15	47	66	15	-	-	143
Total des obligations d'investissement	36	49	67	15	-	-	167
Financement							
Dette à long terme (capital seulement)	682	-	-	682	614	7 263	9 241
Autres	-	-	1	-	1	2	4
Total des obligations de financement	682	-	1	682	615	7 265	9 245
Total des paiements³⁾	2 588	1 872	2 059	2 839	2 803	34 774	46 935

1) Comprend des engagements liés au transport de 14 G\$ assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou approuvés, mais pas encore en vigueur.

2) Comprennent la provision au titre de contrats déficitaires.

3) Les contrats exécutés pour le compte de WRB sont présentés en fonction de la participation de 50 % de Cenovus.

Nous avons des engagements totalisant 26 G\$, qui ne sont pas présentés au bilan et dont une tranche de 23 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport, notamment un montant de 5 G\$ lié à de nouveaux contrats ayant trait principalement à Keystone XL ainsi qu'à des ententes élargies au titre de terminaux de transport routier et ferroviaire et de réservoirs. Certains des engagements liés au transport, à hauteur de 14 G\$, sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés, mais ne sont pas encore en vigueur (9 G\$ au 31 décembre 2017). Ces contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur et devraient concourir à l'harmonisation de nos besoins futurs en matière de transport avec la croissance prévue de la production.

Cenovus continue de se concentrer sur ses stratégies à court et à moyen terme afin d'accéder à de nouveaux marchés pour sa production de pétrole brut. Cenovus demeure en faveur des pipelines projetés qui la relieraient aux nouveaux marchés aux États-Unis et à l'échelle mondiale, tout en acheminant sa production de pétrole brut par transport ferroviaire et en évaluant les options qui lui permettraient de maximiser la valeur de son pétrole brut.

Au 31 décembre 2018, des lettres de crédit en cours totalisant 336 M\$ étaient émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (376 M\$ au 31 décembre 2017).

Actions en justice

Cenovus est partie à un nombre restreint d'actions en justice dans le cours normal de ses activités. Nous estimons qu'il n'est pas probable que les obligations pouvant éventuellement découler de ces actions, dans la mesure où elles ne sont pas provisionnées, auront une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Paiement éventuel

Dans le cadre de l'acquisition et en ce qui concerne la production liée aux sables bitumineux, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips au cours des cinq années suivant le 17 mai 2017 pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut du WCS sera supérieur à 52 \$ le baril. Au 31 décembre 2018, la juste valeur estimative du paiement conditionnel s'établissait à 132 M\$. Pour plus de détails, se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion.

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Dans la poursuite de ses objectifs stratégiques, Cenovus est exposée à divers risques. Certains de ces risques visent le secteur pétrolier et gazier dans son ensemble tandis que d'autres sont propres à nos activités. L'incidence d'un risque ou d'une combinaison de risques peut nuire, entre autres, à l'entreprise, à la réputation, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de Cenovus, ce qui pourrait réduire ou restreindre notre capacité à verser un dividende à nos actionnaires et nuire gravement au cours de nos titres.

Grâce à son programme de gestion des risques d'entreprise (« GRE »), Cenovus est en mesure de déterminer, d'évaluer, de classer et de gérer les risques à la grandeur de son entreprise, et celui-ci est intégré dans le Système de gestion opérationnelle de la société. De plus, Cenovus évalue constamment son profil de risque ainsi que les pratiques exemplaires du secteur.

Gouvernance en matière de risques

La politique de GRE, avalisée par le conseil, définit et explique les principes et les objectifs de gestion des risques de la société de même que les tâches et les responsabilités de tous les membres du personnel. Des normes de gestion des risques, un cadre de gestion des risques et des outils d'évaluation des risques ont également été élaborés sur la base de la politique de GRE. Le cadre de gestion des risques contient notamment les principales caractéristiques recommandées par l'Organisation internationale de normalisation (l'« ISO ») dans la norme ISO 31000, Management du risque – Lignes directrices (2017). Les résultats du programme de GRE de la société sont documentés dans un rapport annuel sur les risques remis au conseil de même que dans des mises à jour périodiques.



Évaluation des risques

Nous évaluons l'incidence éventuelle de chaque risque repéré sur la réalisation des objectifs stratégiques de Cenovus; la probabilité qu'un risque donné se produise fait également l'objet d'une appréciation. Les risques sont analysés au moyen d'une matrice des risques et d'autres outils normalisés d'évaluation des risques et chaque risque est classé sur un continuum allant de « faible » à « extrême ». Compte tenu de la cote de risque résiduel, la direction détermine alors s'il convient encore de traiter les risques; le processus prévoit aussi des mesures pour soumettre et communiquer les risques résiduels aux décideurs appropriés.

Facteurs de risque significatifs

Le texte qui suit porte sur les risques financiers, les risques d'exploitation, les risques liés à la réglementation, à l'environnement et à la réputation ainsi que les autres risques qui touchent Cenovus. Chacun des risques mentionnés dans le présent rapport de gestion peut, individuellement ou collectivement avec d'autres risques, avoir une incidence significative sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie ou notre réputation.

Risques financiers

Les risques financiers s'entendent du risque de perte ou d'occasion perdue découlant de la gestion financière et de conditions du marché. Les risques financiers comprennent notamment les fluctuations des prix des marchandises, les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation; les risques associés aux opérations de couverture de Cenovus; l'exposition aux contreparties; la disponibilité des capitaux et l'accès à des liquidités suffisantes; les risques liés aux notations de la société; et les variations des taux de change et des taux d'intérêt. Nous évaluons aussi les risques associés à la capacité de la société de verser un dividende aux actionnaires et les risques liés au contrôle interne à l'égard de l'information financière. L'évolution de la gestion financière et des conditions du marché pourrait influencer sur un certain nombre de facteurs dont, notamment, les flux de trésorerie, la situation financière, les résultats d'exploitation et la croissance de Cenovus, le maintien de ses activités et de ses plans d'affaires actuels, la santé financière des contreparties de la société, sa capacité de mobiliser des capitaux et le coût des emprunts qu'elle contracte.

Prix des marchandises

Le rendement financier de la société dépend dans une large mesure des prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés en vigueur. Parmi les facteurs qui influent sur les prix du pétrole brut, on compte notamment l'offre et la demande de pétrole brut; la conjoncture économique mondiale; les mesures de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP »), notamment le respect ou le non-respect des quotas dont ont convenu les membres de l'OPEP et les décisions de l'OPEP de ne pas imposer de quota de production à ses membres; les mesures

que prend le gouvernement de l'Alberta, notamment l'imposition, la modification ou l'annulation de restrictions sur la production de pétrole brut, de même que le respect ou non de ces restrictions; la mise en application de la réglementation gouvernementale et environnementale; la stabilité politique; les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport (par pipeline, par bateau ou par train); la disponibilité des sources de carburant de remplacement; et les conditions climatiques. Parmi les facteurs qui influent sur les prix du gaz naturel, on dénombre notamment : l'offre et la demande en Amérique du Nord; les faits nouveaux sur le marché du gaz naturel liquéfié; les conditions climatiques; les prix des sources d'énergie de remplacement; la réglementation gouvernementale et environnementale; ainsi que la conjoncture économique. Les prix des produits raffinés sont touchés par un certain nombre de facteurs, y compris l'offre et la demande mondiales de produits raffinés; la concurrence pratiquée sur le marché; les niveaux de stocks de produits raffinés; la disponibilité de raffineries; les travaux d'entretien prévus et imprévus des raffineries; les conditions climatiques; et la disponibilité des sources d'énergie de remplacement. Tous ces facteurs sont indépendants de la volonté de Cenovus et peuvent provoquer 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 présentés en dollars canadiens.

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

Le rendement financier des activités de raffinage de Cenovus est touché par la relation, ou la marge, entre les prix des produits raffinés et les prix des charges d'alimentation des raffineries. Les marges de raffinage sont assujetties à divers facteurs saisonniers puisque la production varie pour répondre à la demande saisonnière. Les volumes de vente, les prix, les niveaux de stocks et la valeur des stocks varient en conséquence. Les marges de raffinage futures sont incertaines, et toute diminution de ces marges pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise.

Les fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix connexes et les marges de raffinage peuvent influencer sur la valeur de nos actifs, nos flux de trésorerie, la capacité de la société à continuer d'exploiter son entreprise et à financer ses projets de croissance, y compris la poursuite de la mise en valeur 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 des prix des marchandises pourrait entraîner un retard ou l'annulation de programmes de construction, de mise en valeur ou de forage actuels ou futurs, la réduction de la production (indépendamment de toute restriction sur la production de pétrole brut imposée par le gouvernement de l'Alberta alors en vigueur) ou encore la non-utilisation d'engagements de transport à long terme et/ou une utilisation réduite des raffineries de Cenovus.

Les risques liés aux prix des marchandises dont il est question ci-dessus, ainsi que les autres risques, notamment les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport, le remplacement des réserves et l'estimation des réserves et la gestion des coûts, qui sont décrits plus en détail dans les présentes et qui peuvent avoir une incidence importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie ou notre réputation, peuvent être considérés comme des indicateurs de dépréciation. La comparaison entre la valeur comptable de nos actifs et notre capitalisation boursière fournit une autre indication de dépréciation.

Tel qu'il est mentionné dans le présent rapport de gestion, Cenovus évalue tous les ans la valeur comptable de ses actifs conformément aux IFRS. 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 de nos actifs pourrait subir une dépréciation, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur notre résultat net.

Coûts de mise en valeur et charges d'exploitation

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

Activités 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 à des instruments dérivés pour atténuer l'incidence des variations des prix du pétrole et du gaz naturel, des écarts sur le pétrole brut, des prix d'offre du diluant ou des condensats et des écarts sur ceux-ci, des marges de raffinage et des prix de l'électricité, ainsi que des variations des taux de change et des taux d'intérêt. Cenovus utilise aussi des instruments dérivés sur différents marchés d'exploitation en vue d'optimiser les coûts d'approvisionnement ou la vente de sa production.

Le recours à des activités de couverture de cette nature expose la société à des risques susceptibles d'entraîner des pertes importantes. Ces risques sont notamment les suivants : une mauvaise corrélation entre les variations de la valeur de l'instrument de couverture et les variations de la valeur des risques sous-jacents couverts; la variation du prix de la marchandise sous-jacente; un nombre insuffisant de contreparties avec qui conclure des transactions; la défaillance d'une contrepartie; une lacune des systèmes ou des contrôles; une erreur humaine; l'impossibilité d'obtenir l'exécution des contrats.

Il existe un risque que les activités de couverture visant à protéger la société d'une conjoncture de marché défavorable aient pour effet de limiter les avantages que nous pouvons tirer des hausses des prix des marchandises ou des variations des taux d'intérêt et des taux de change. Nous pourrions aussi subir des pertes financières découlant de contrats de couverture si nous ne sommes pas en mesure de produire le pétrole, le gaz naturel ou les produits raffinés requis pour remplir nos obligations de livraison dans le cadre de la transaction physique sous-jacente.

La société atténue son exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de ses activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer et d'engagements en matière d'accès au marché. Les instruments financiers employés relativement aux activités de raffinage visent principalement l'achat de produits. Les notes 3, 33 et 34 annexes aux états financiers consolidés présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels nous avons recours, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	2018			2017		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut ¹⁾	1 577	(1 219)	358	307	716	1 023
Raffinage	(1)	(5)	(6)	6	-	6
Taux d'intérêt	(23)	(26)	(49)	-	13	13
Change	1	1	2	(146)	-	(146)
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	1 554	(1 249)	305	167	729	896
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(422)	336	(86)	(60)	(197)	(257)
(Profits) pertes liés à la gestion des risques, après impôt	1 132	(913)	219	107	532	639

1) Les chiffres de 2017 excluent les pertes liées à la gestion des risques de 33 M\$ à l'égard de contrats sur le pétrole brut relatifs au secteur Hydrocarbures classiques, lequel a été classé à titre d'activité abandonnée.

En 2018, la société a comptabilisé des pertes réalisées à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut, car les prix de règlement étaient supérieurs aux prix contractuels convenus. La plupart de ces contrats de couverture avaient été conclus pour assurer une protection contre les baisses et soutenir notre capacité d'adaptation financière par suite de l'acquisition. Ces contrats de couverture ont maintenant expiré.

La société a par ailleurs comptabilisé des profits latents sur ses instruments financiers liés au pétrole brut pour la période de douze mois close le 31 décembre 2018 en raison principalement de la réalisation des positions nettes, annulée en partie par les pertes découlant de la hausse des prix de référence du WTI et du Brent.

Sensibilités – Positions de gestion des risques

Le tableau ci-dessous résume les sensibilités de la juste valeur des positions de gestion des risques à des fluctuations indépendantes des prix des marchandises, des taux d'intérêt et des taux de change, toutes les autres variables étant par ailleurs maintenues constantes. La direction est d'avis que les fluctuations de prix indiquées dans ce tableau représentent une mesure raisonnable de la volatilité. L'effet des fluctuations des prix des marchandises et des taux d'intérêt sur les positions de gestion des risques ouvertes au 31 décembre 2018 aurait pu se traduire par des profits ou des pertes latents pour l'exercice comme suit :

	Fourchette de sensibilité	Augmentation	Diminution
Prix du pétrole brut	± 5,00 \$ US/b sur les couvertures basées sur le WTI et les condensats	(78)	80
Prix différentiel du pétrole brut	± 2,50 \$ US/b sur les couvertures différentielles basées sur la production	4	(4)
Swaps de taux d'intérêt	± 50 points de base	12	(13)
Change	± 0,05 \$ sur le taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien	4	(4)

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les positions de gestion des risques de Cenovus, se reporter aux notes 33 et 34 annexes aux états financiers consolidés.

Risques liés aux instruments financiers dérivés

Les instruments financiers exposent Cenovus au risque qu'une contrepartie manque à ses obligations contractuelles. Ce risque est atténué au moyen de limites imposées au risque de crédit, de l'évaluation fréquente des notations de crédit des contreparties et de conventions de compensation, comme l'énonce la politique en matière de crédit de Cenovus.

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 mise en valeur ou devoir renoncer à 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. Entre autres choses, des marchés des capitaux imprévisibles, une baisse prolongée des prix des marchandises, des changements touchant les fondamentaux du marché, les activités commerciales ou la cote de crédit de la société, ou encore d'importantes dépenses imprévues, pourraient freiner la capacité de la société à obtenir un financement rentable et à le conserver. L'incapacité d'avoir accès à des capitaux pourrait entraver la capacité de Cenovus de réaliser des dépenses d'investissement futures et de s'acquitter de l'ensemble de ses obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa capacité de respecter diverses clauses restrictives de nature financière et opérationnelle, ses notations et sa réputation.

La capacité de Cenovus à assurer le service de sa dette dépendra entre autres de son rendement financier et opérationnel futur, sur lequel influenceront les conditions économiques, commerciales, du marché et d'autres conditions, dont certaines sont indépendantes de la volonté de la société. Si les résultats d'exploitation et les résultats financiers de Cenovus ne suffisent pas à assurer le service de sa dette actuelle ou future, la société pourrait être forcée de prendre des mesures comme la réduction des dividendes, la limitation ou le report d'activités commerciales, d'investissements ou de dépenses d'investissement, la vente d'actifs, la restructuration ou le refinancement de sa dette ou la recherche de capitaux propres supplémentaires.

Cenovus atténue le risque de liquidité par la gestion active de la trésorerie et du crédit afin de s'assurer qu'elle a accès à de nombreuses sources de capital.

Cenovus est tenue de respecter diverses clauses restrictives de nature financière et opérationnelle aux termes de sa facilité de crédit et des actes de fiducie régissant ses titres d'emprunt. Nous examinons régulièrement les clauses restrictives et nous pouvons apporter des modifications à nos plans de mise en valeur et à notre politique en matière de dividendes ou nous pouvons prendre d'autres mesures pour en assurer le respect. Si nous ne nous conformons pas à ces clauses restrictives, notre accès à des capitaux pourrait être restreint ou le remboursement des emprunts pourrait être accéléré.

Notations

Les agences de notation évaluent régulièrement notre société ainsi que sa dette à long terme et à court terme, et leurs notations sont fonction de notre santé financière et opérationnelle et d'un certain nombre de facteurs qui sont en partie indépendants de notre volonté, comme les circonstances touchant le secteur du pétrole et du gaz en général et la conjoncture économique. Rien ne garantit qu'une ou que plusieurs de nos notations ne seront pas abaissées ou carrément retirées par une agence de notation.

Le déclassement de l'une ou l'autre des notations actuelles de la société pourrait avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'emprunt et leurs coûts ainsi que sur l'accès aux sources de liquidités et de capitaux. L'incapacité de Cenovus à maintenir ses notations actuelles pourrait nuire aux relations d'affaires de la société avec des contreparties, des partenaires exploitants et des fournisseurs.

Cenovus pourrait être obligée de fournir des garanties sous forme d'espèces, de lettres de crédit ou d'autres instruments financiers pour conclure une entente commerciale ou la reconduire si une ou plusieurs de ses notations passent en deçà de certains seuils de notation. Des garanties supplémentaires pourraient être requises dans l'éventualité où la notation se dégraderait davantage. Le défaut de donner aux contreparties et aux fournisseurs des garanties suffisantes au regard des risques liés au crédit pourrait entraîner le renoncement à des ententes contractuelles ou voir celles-ci résiliées.

Taux de change

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

raffinés de la société, ainsi que d'une partie de ses ventes de gaz naturel. En outre, Cenovus a choisi de contracter sa dette à long terme en dollars américains. Une variation 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, exprimés en dollars canadiens.

Il arrive que Cenovus conclue à l'occasion des transactions visant à gérer son exposition aux fluctuations des taux de change. Les variations des taux de change pourraient porter un grand préjudice à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

Taux d'intérêt

Nous pouvons être exposés aux fluctuations des taux d'intérêt en raison de notre recours à des titres à taux variables ou à des emprunts. Une hausse des taux d'intérêt pourrait faire augmenter notre charge d'intérêt nette et influencer sur la façon dont certains passifs sont comptabilisés, ce qui pourrait nuire à nos résultats financiers. De plus, nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt au moment du refinancement de la dette à long terme arrivant à échéance et des taux d'intérêt en vigueur au moment de conclure d'éventuels financements futurs.

Il arrive que Cenovus conclue à l'occasion des transactions visant à gérer son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt.

Capacité de verser des dividendes

Le versement de dividendes est à la discrétion du conseil. Les versements de dividendes sont examinés périodiquement 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, des clauses restrictives de ses emprunts, des résultats positifs aux tests de solvabilité, de sa capacité à respecter 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 décrits dans le présent rapport de gestion.

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

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

Risque d'exploitation

Les risques d'exploitation ont un effet sur notre capacité à poursuivre nos activités dans leur cours normal. Les activités sont assujetties aux risques qui menacent généralement le secteur pétrolier et gazier et le secteur du raffinage. Pour atténuer le risque lié à la sécurité, nous nous sommes dotés d'un ensemble de normes, de pratiques et de procédures désigné sous le nom de « Système de gestion opérationnelle » qui sert à cerner, à évaluer et à atténuer les risques liés à la sécurité, à l'exploitation et à l'environnement à tous les niveaux de l'exploitation. En plus de tirer parti du Système de gestion opérationnelle, nous nous efforçons de réduire ces risques en maintenant une couverture d'assurance complète relativement à nos actifs et à nos activités.

Santé et sécurité

L'exploitation des biens de Cenovus comporte des dangers liés à la découverte, à la récupération, au transport et au traitement d'hydrocarbures, y compris des éruptions, des incendies, des explosions, des incidents impliquant un wagon ou un déraillement, des fuites de gaz, la migration de substances nocives, des déversements de pétrole, la corrosion, les actes de vandalisme et de terrorisme, et les autres accidents ou dangers qui peuvent survenir sur les sites commerciaux ou industriels ou dans le cadre du transport à destination ou en provenance de ces sites. Chacun de ces dangers peut interrompre les activités, nuire à la réputation de la société, causer des blessures corporelles ou des décès, entraîner la perte ou l'endommagement du matériel, des biens, des systèmes de technologie d'information et des systèmes de données et de contrôle connexes, provoquer des atteintes à l'environnement, y compris la pollution de l'eau, de la terre ou de l'air, et donner lieu à des amendes, des poursuites civiles ou des accusations criminelles à l'encontre de Cenovus, et pourrait entraîner un effet défavorable significatif sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation.

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

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

Les interruptions ou les limitations de la disponibilité de ces réseaux de pipelines peuvent aussi 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 vente 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 de nouveaux projets de pipelines, lesquels permettraient d'augmenter encore la capacité de transport de sorte qu'elle excède à long terme la croissance de la production, ni qu'une demande visant l'augmentation de la capacité recevra l'approbation des organismes de réglementation, ni qu'une telle approbation mènera à la construction du projet de pipeline. Il est également impossible de garantir qu'aucune contrainte opérationnelle à court terme touchant le réseau de pipelines, découlant de l'interruption des activités des pipelines et/ou de l'approvisionnement accru en pétrole brut ne surviendra.

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

Le 30 janvier 2018, le ministre de l'Environnement et de la Stratégie en matière de changements climatiques de la Colombie-Britannique a annoncé des mesures réglementaires proposées qui restreindraient le transport de bitume dilué à travers la province, alors qu'un comité consultatif examine s'il est sécuritaire de transporter du pétrole lourd et, si c'est le cas, comment le faire. Il n'est pas clair à l'heure actuelle comment ou quand les restrictions seront mises en œuvre, mais celles-ci pourraient avoir une incidence importante sur notre capacité à transporter du bitume dilué à travers la Colombie-Britannique.

L'insuffisance de la capacité de transport pour la production de Cenovus se répercuterait sur son accès aux marchés terminaux. Ce facteur pourrait en retour avoir une incidence négative sur la performance financière de Cenovus, incidence imputable à l'augmentation des coûts de transport, à l'amplification des écarts de prix, à la contraction des prix de vente visant certaines régions ou certains teneurs de pétrole brut et, dans les cas extrêmes, à la réduction de la production.

Questions liées à l'exploitation

Nos activités touchant 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 à la mise en valeur de biens de pétrole brut et de gaz naturel, y compris la rencontre de formations ou de pressions inattendues, les diminutions prématurées de pression ou de productivité dans les réservoirs, les incendies, les explosions, les éruptions, les fuites de gaz, les pannes de courant, la migration de substances nocives dans les systèmes de distribution d'eau, les déversements de pétrole, les flux incontrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de fluides de puits, l'omission de suivre les procédures d'exploitation ou de respecter les paramètres d'exploitation établis, le matériel défectueux et autres accidents, les mauvaises conditions climatiques, la pollution et autres risques liés à l'environnement.

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

Même si Cenovus n'exploite pas les deux raffineries américaines dans lesquelles elle détient une participation de 50 %, ses activités de raffinage et de commercialisation sont exposées à tous les risques inhérents à l'exploitation de raffineries, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de transport et de distribution, y compris les pertes de produits, l'omission de suivre les procédures d'exploitation ou de respecter les paramètres d'exploitation établis, les ralentissements causés par le matériel défectueux ou l'arrêt des services de transport, les interruptions, les

incidents impliquant des wagons ou leur déraillement, les incidents de transport maritime, les conditions climatiques, les incendies ou les explosions, l'indisponibilité de charges d'alimentation et le prix et la qualité de ces charges.

Nous ne souscrivons pas d'assurance contre toutes les éventualités et perturbations possibles, et rien ne garantit que l'assurance sera suffisante pour couvrir de telles éventualités ou perturbations. Nos activités pourraient également être interrompues en raison de catastrophes naturelles ou d'autres événements indépendants de notre volonté.

Remplacement des réserves et estimation des réserves

Si Cenovus est dans l'impossibilité d'acquérir, de mettre en valeur ou de découvrir des réserves supplémentaires de pétrole brut et de gaz naturel, ses réserves et sa production baisseront considérablement par rapport à leurs niveaux actuels. Sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie dépendent grandement de la production fructueuse des réserves actuelles et de l'acquisition, de la découverte ou de la mise en valeur de réserves supplémentaires.

De nombreuses incertitudes entrent en jeu au moment d'estimer 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 pouvant être récupérées de façon rentable et les flux de trésorerie nets futurs et les produits des activités ordinaires qui en sont tirés sont calculés au moyen d'hypothèses et de facteurs variables, notamment les prix des produits, les dépenses d'investissement et les charges d'exploitation futures, la production passée des biens et les effets présumés de la réglementation des organismes gouvernementaux, y compris les règlements environnementaux et les versements de redevances et d'impôts, les niveaux de production initiaux, les taux de baisse de la production et la disponibilité, la proximité et la capacité des réseaux de collecte de pétrole et de gaz, des pipelines, du transport ferroviaire et des installations de traitement, tous des facteurs qui peuvent faire en sorte que les résultats réels diffèrent de manière significative des résultats estimés.

Toutes ces estimations comportent un certain degré d'incertitude, et la classification des réserves n'est qu'une tentative de définir ce degré d'incertitude. Pour ces raisons, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel pouvant être récupérées de façon rentable qui sont attribuables à un groupe de biens 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 biens établies par différents 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 mise en valeur réels de Cenovus à l'égard de ses réserves peuvent s'écarter des estimations courantes, et les écarts peuvent être importants.

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

Le taux de production des biens pétroliers et gaziers tend à diminuer à mesure que les réserves s'épuisent alors que les charges d'exploitation connexes augmentent. Le maintien d'un portefeuille de projets de mise en valeur pour assurer la production future de pétrole brut et de gaz naturel dépend notamment de l'obtention des droits relatifs à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de pétrole et de gaz naturel et de la reconduction de ces droits, du caractère fructueux des forages, de la réalisation des projets exigeant beaucoup de temps et d'investissements en respectant le budget et l'échéancier, et de la mise en œuvre de techniques d'exploitation efficaces sur les biens parvenus à maturité. L'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus dépendent grandement de la mise en production fructueuse des réserves actuelles et de l'ajout de réserves supplémentaires.

Gestion des coûts

Nos charges d'exploitation pourraient augmenter et nuire à notre compétitivité en raison des pressions inflationnistes, des restrictions visant le matériel, des coûts croissants des fournitures, du prix des marchandises, du relèvement du rapport vapeur/pétrole à l'égard de nos activités d'exploitation des sables bitumineux et de l'accroissement du fardeau réglementaire, notamment au chapitre de l'environnement. Notre incapacité de gérer ces coûts pourrait se répercuter sur le rendement des projets et les futures décisions en matière de mise en valeur, facteurs qui pourraient nuire gravement à notre situation financière, ainsi qu'à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

Concurrence

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

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

Réalisation de projets

Certains risques sont associés à la réalisation et à l'exploitation des projets de mise en valeur et de croissance de nos activités en amont. Ces risques comprennent notamment la capacité de Cenovus à obtenir les approbations environnementales et réglementaires nécessaires, sa capacité à obtenir les accès ou à conclure les ententes d'utilisation des terres s'y rapportant à des modalités favorables, 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 de la mise en valeur des sables bitumineux et des hydrocarbures classiques sur l'environnement. La mise en service et l'intégration de nouvelles installations aux actifs existants de la société pourraient retarder l'atteinte des cibles et des objectifs de performance. L'incapacité de gérer ces risques efficacement pourrait nuire considérablement à notre réputation, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

Risques relatifs aux partenaires

Certains de nos actifs ne sont pas exploités par Cenovus ou sont détenus en partenariat avec des tiers. Par conséquent, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient subir l'incidence des mesures d'exploitants tiers ou de partenaires. Nos actifs de raffinage sont détenus conjointement avec Phillips 66 et exploités par Phillips 66. La réussite des activités de raffinage est tributaire de la capacité de Phillips 66 d'exploiter cette entreprise avec succès et de maintenir les actifs de raffinage. Nous nous fions 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 nous nous fions aussi à elle pour obtenir des renseignements sur l'état de ces actifs de raffinage et sur les résultats d'exploitation connexes.

Phillips 66 peut avoir des objectifs et des intérêts qui ne correspondent pas à ceux de la société ou qui peuvent entrer en conflit avec ceux de la société. Les décisions d'investissement importantes touchant 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 de raffinage, rien ne garantit que les demandes ou les attentes futures de l'une ou l'autre des parties relativement à ces actifs seront comblées ou qu'elles le seront en temps opportun. Les demandes ou les attentes non comblées de l'une ou l'autre des parties ou les demandes et attentes qui ne sont pas comblées de manière satisfaisante peuvent avoir une incidence sur la participation de Cenovus à l'exploitation de ces actifs, sur la capacité de la société à obtenir ou à conserver les permis ou les approbations nécessaires ou sur le moment auquel elle entreprend diverses activités.

Technologie

Les technologies actuelles de DGMV pour la récupération de bitume consomment beaucoup d'énergie et nécessitent 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.

Systèmes d'information

Cenovus s'appuie largement sur les technologies de l'information, comme le matériel informatique et les logiciels, pour exercer ses activités adéquatement. Si nous sommes incapables de déployer du matériel et des logiciels de façon régulière, de mettre à niveau les systèmes et moderniser l'infrastructure de réseau de manière efficace, et de prendre d'autres mesures pour maintenir ou accroître l'efficacité et l'efficacité des systèmes, le fonctionnement de tels systèmes pourrait être interrompu ou entraîner la perte, la corruption ou la fuite de données.

Dans le cours normal de ses activités, Cenovus recueille, utilise et stocke des données sensibles, notamment en ce qui concerne la propriété intellectuelle, les renseignements commerciaux de nature exclusive et les renseignements personnels des employés de Cenovus et de tiers. Malgré les mesures de sécurité de Cenovus, les systèmes d'information, la technologie et l'infrastructure de Cenovus pourraient être vulnérables aux attaques de pirates ou

de cyberterroristes ou aux violations découlant des erreurs d'employés, de la commission d'actes illicites ou d'autres perturbations, notamment des catastrophes naturelles et des actes de guerre. L'une ou l'autre de ces violations pourraient mettre en péril les renseignements utilisés ou stockés sur les systèmes ou les réseaux de Cenovus et, par conséquent, les renseignements pourraient être consultés, communiqués au public, perdus ou volés. De telles consultations, communications ou autres pertes de renseignements pourraient mener à des réclamations ou actions en justice, une responsabilité en vertu des lois en matière de protection des renseignements personnels, des pénalités prévues par la réglementation, la perturbation des activités, la fermeture de sites, des fuites ou d'autres conséquences négatives, dont une atteinte à la réputation de Cenovus, ce qui pourrait entraîner un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Dirigeants et personnel

La prospérité de la société relève de la direction et de son leadership tout autant que de la qualité et de la compétence du personnel. Si la société ne parvient pas à retenir les membres clés de son personnel ou à attirer et à retenir de nouveaux salariés talentueux possédant le leadership et les compétences professionnelles techniques nécessaires, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et son rythme de croissance pourraient en pâtir de manière significative.

Litiges

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

Revendications territoriales et de droits autochtones

Des groupes autochtones ont revendiqué des droits issus de traités, des titres et des droits ancestraux visant des portions de l'Ouest canadien, notamment en Colombie-Britannique et en Alberta. Ces revendications, si elles sont jugées légitimes, pourraient avoir une incidence défavorable significative sur Cenovus. Certaines revendications de droits ancestraux et de droits issus de traités, qui peuvent comprendre des revendications de titres ancestraux, sont en suspens et visent des terres où Cenovus exerce des activités. Il est impossible de garantir que les terrains qui ne sont pas visés à l'heure actuelle par des revendications présentées par des groupes autochtones ne le seront pas à leur tour. La jurisprudence récente en matière de droits ancestraux pourrait donner lieu à un nombre plus élevé de réclamations et de litiges à l'avenir.

Les gouvernements fédéral et provinciaux ont l'obligation de consulter les peuples autochtones en ce qui concerne les actions et les décisions qui pourraient avoir une incidence sur ces droits et revendications et, dans certains cas, d'accéder à leurs demandes. La portée de l'obligation de consulter des gouvernements fédéral et provinciaux fait l'objet de litiges en cours. Remplir l'obligation de consulter les peuples autochtones et, le cas échéant, d'accéder à leurs demandes peut avoir une incidence défavorable sur la capacité de Cenovus d'obtenir ou de renouveler des permis, des baux, des licences et d'autres approbations, ou de respecter les modalités de ces approbations, ou augmenter les délais pour obtenir ou renouveler lesdits permis, baux, licences et approbations. L'opposition manifestée par des groupes autochtones peut aussi avoir une incidence négative sur Cenovus en ce qui a trait à la perception du public, au détournement de l'attention et des ressources de la direction, aux frais juridiques et de services-conseils, aux éventuels barrages routiers ou à d'autres perturbations par des tiers des activités de Cenovus ou à des mesures réparatrices imposées par un tribunal ayant des répercussions sur les activités de Cenovus. Les contestations menées par des groupes autochtones pourraient nuire à l'expansion de Cenovus et à sa capacité d'explorer et de mettre en valeur ses biens.

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

Risques liés à la réglementation

Les risques liés à la réglementation représentent le risque de perte ou d'occasion perdue découlant de la promulgation d'obligations imposées par les organismes de réglementation ou de la modification de ces obligations, ou encore de l'impossibilité d'obtenir des organismes en question les autorisations nécessaires à un projet de mise en valeur en amont ou en aval. L'adoption de nouveaux règlements ou la modification de règlements déjà en vigueur pourraient entraver les projets actuels ou prévus de la société et imposer des coûts de conformité, ce qui aurait une incidence défavorable sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société.

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

Autorisations des organismes de réglementation

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

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

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

Le 31 janvier 2019, la Cour suprême du Canada a rendu sa décision dans l'affaire Redwater Energy Corporation (l'« affaire Redwater »). Cassant les décisions rendues par les tribunaux inférieurs, la Cour suprême a statué que l'AER pouvait se servir du régime législatif albertain pour empêcher un syndic de faillite de renoncer aux actifs pétroliers et gaziers non rentables d'un débiteur et exiger d'un syndic qu'il veille à certaines obligations environnementales avant de satisfaire les revendications des créanciers, que les dettes à l'égard de ces derniers soient garanties ou non.

Il n'est pas encore possible de savoir comment les participants au marché réagiront à la décision de la Cour suprême du Canada dans l'affaire Redwater; il est cependant prévu que cette décision réduira la disponibilité du crédit et en accroîtra le coût pour les emprunteurs qui ont des obligations relativement élevées en matière d'ARA en raison de leur portefeuille d'actifs, ce qui aura pour effet de nuire à la capacité financière de ces emprunteurs, y compris d'éventuelles contreparties de la société. Il est probable que la décision entraînera aussi le resserrement des clauses restrictives liées aux obligations d'ARA imposées aux emprunteurs, de même qu'une surveillance plus étroite des actifs pétroliers et gaziers et des passifs d'ARA qui s'y rapportent.

Après les décisions rendues par les tribunaux inférieurs dans l'affaire Redwater, des modifications ont été apportées aux régimes réglementaires de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. L'AER a publié le bulletin 2016-16, lequel met notamment en place des changements importants aux procédures de l'AER portant sur les notations de gestion du passif, l'admissibilité aux permis et leur transfert. De plus, les changements apportés à l'admissibilité aux permis ont été codifiés dans la version révisée de la directive 067 de l'AER intitulée *Eligibility Requirements for Acquiring and Holding Energy Licences and Approvals* (la « directive 067 »). La directive 067 confère notamment à l'AER un grand degré de discrétion pour établir si une partie pose un « risque déraisonnable » tel qu'elle ne devrait pas avoir le droit de détenir des permis de l'AER. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé des politiques similaires, et la British Columbia Oil and Gas Commission se penche sur l'élaboration d'une stratégie exhaustive de gestion des obligations, motivée en partie par la prolifération des actifs orphelins. L'imposition d'échéanciers pour les sites inactifs fait partie des mesures envisagées. Ces changements pourraient avoir une incidence sur la capacité de Cenovus à transférer ses licences, ses approbations ou ses permis, et entraîner un accroissement des coûts et des retards ou mener à la modification de projets ou de transactions ou à leur abandon.

La valeur globale des obligations d'ARA assumées par l'OWA a augmenté au cours des dernières années par suite des décisions rendues par les tribunaux inférieurs dans l'affaire Redwater et de la conjoncture économique. Dans la mesure où la décision de la Cour suprême du Canada dans l'affaire Redwater rend plus difficile le transfert d'actifs pétroliers et gaziers par une partie insolvable, parce que le syndic de faillite n'est pas en mesure de séparer les actifs rentables de ceux qui ne le sont pas au sein du patrimoine de cette partie insolvable pour en faciliter la vente, il se peut que davantage d'actifs soient confiés à l'OWA.

Bien que la décision de la Cour suprême du Canada dans l'affaire Redwater puisse avoir pour effet de réduire à long terme les obligations d'ARA prises en charge par l'OWA, celles-ci resteront élevées jusqu'à ce qu'un nombre important de puits orphelins aient été effectivement démantelés par l'OWA. Par conséquent, l'OWA pourrait chercher à refinancer la prise en charge de ces obligations en obtenant des fonds des participants du secteur, dont Cenovus, par le truchement d'une augmentation de leur cotisation annuelle, d'autres changements réglementaires ou d'autres moyens. L'incidence pour Cenovus de toute décision concernant la loi, la réglementation ou les politiques ne peut être établie de manière fiable et précise, mais le recouvrement des coûts ou d'autres mesures prises par les organismes de réglementation concernés pourraient avoir des répercussions sur Cenovus et influencer de manière défavorable et importante sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus, entre autres.

Régimes de redevances

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

Le gouvernement de l'Alberta a mis en place un nouveau cadre sur les redevances, appelé Modernized Royalty Framework (le « nouveau cadre »), qui s'applique à tous les puits classiques dont le forage aura démarré à compter du 1^{er} janvier 2017. Le nouveau cadre ne vise pas la production des sables bitumineux, assujettie à son propre cadre de redevances. Les puits dont le forage a démarré avant le 13 juillet 2016 continueront d'être exploités aux termes du cadre sur les redevances précédent. Dans le cas des puits dont le forage a démarré entre le 13 juillet 2016 et le 1^{er} janvier 2017, il sera possible d'adhérer au nouveau cadre si certains critères sont remplis. Après le 31 décembre 2026, tous les puits seront assujettis au nouveau cadre. Aux termes du nouveau cadre, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la mise en place de deux nouveaux programmes stratégiques sur les redevances visant à inciter les producteurs pétroliers et gaziers à augmenter leur production et à procéder à l'exploration des ressources dans de nouvelles régions : le programme de récupération assistée des hydrocarbures (Enhanced Hydrocarbon Recovery Program) et le programme sur les ressources émergentes (Emerging Resources Program). Ces programmes tiendront compte des coûts accrus liés à la mise en valeur des ressources émergentes et à l'élaboration de méthodes de récupération assistée dans le cadre du calcul des taux de redevance. Les taux et la structure des redevances visant la production des sables bitumineux en Alberta demeurent globalement inchangés à la suite de l'examen des redevances. Le gouvernement de l'Alberta a indiqué qu'il compte moderniser le processus de calcul des coûts et de perception des redevances visant les sables bitumineux, et il a récemment instauré la communication au public des renseignements sur les coûts, les produits des activités ordinaires et la perception ayant trait aux projets de sables bitumineux et aux redevances y afférentes.

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

Risque lié à la réglementation en matière d'environnement

Tous les aspects des activités liées au pétrole brut, au gaz naturel et au raffinage sont assujettis à la réglementation en matière d'environnement adoptée en application de diverses lois et de divers règlements municipaux, d'État, territoriaux, provinciaux et fédéraux canadiens et américains (collectivement, la « réglementation en matière d'environnement »). La réglementation en matière d'environnement prévoit que les puits, sites d'installations, raffineries et autres biens et activités liés à l'entreprise de la société sont construits, exploités, exercés, entretenus, abandonnés, remis en état et entrepris conformément aux exigences qui y sont énoncées. De plus, certains types

d'activités, notamment les projets d'exploration et de développement et les modifications de certains projets existants, peuvent exiger que des demandes de permis ou des études d'impact sur l'environnement soient présentées et approuvées. La réglementation environnementale impose notamment des coûts, des restrictions, des responsabilités et des obligations liés à la production, à la manipulation, à l'utilisation, à l'entreposage, au transport, au traitement et à l'évacuation des matières dangereuses et des déchets dangereux et en cas de déversements et d'émissions de substances diverses dans l'environnement. Cette réglementation impose également des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la gestion des sources d'eau utilisées ou dont l'utilisation est envisagée dans le cadre d'activités d'exploitation pétrolière et gazière. La complexité de l'évolution du cadre réglementaire en matière d'environnement rend ardue toute prédiction quant aux répercussions éventuelles sur Cenovus.

Le respect de la réglementation en matière d'environnement nécessite des dépenses importantes. Nos dépenses d'investissement et nos charges d'exploitation pourraient continuer d'augmenter du fait, notamment, de développements influant sur notre entreprise, nos activités, nos plans et nos objectifs, de même que de la modification de la réglementation en matière d'environnement ou de l'entrée en vigueur de nouveaux règlements. Le défaut de respecter la réglementation en matière d'environnement peut entraîner notamment l'imposition d'amendes, de pénalités et d'ordonnances de protection de l'environnement ainsi que la suspension des activités, et entacher la réputation de la société. Le coût du respect de la réglementation en matière d'environnement pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus. L'entrée en vigueur de nouveaux règlements en matière d'environnement ou la modification de tels règlements existants touchant le secteur du pétrole brut et du gaz naturel pourraient généralement réduire la demande en pétrole brut et en gaz naturel et faire augmenter les coûts liés à la conformité, et avoir une incidence défavorable sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société.

Réglementation liée aux changements climatiques

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

En 2016, le gouvernement du Canada a ratifié l'Accord international de Paris sur les changements climatiques et annoncé l'instauration d'un nouveau régime national de tarification du carbone (la « stratégie sur le carbone »). En 2018, le gouvernement fédéral a finalisé le texte de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* dans le cadre de la stratégie sur le carbone, laquelle établit i) un prix pour les émissions de carbone des combustibles fossiles de 20 \$ par tonne d'équivalent en dioxyde de carbone (« CO₂e ») en 2019, qui augmentera de 10 \$ annuellement pour atteindre 50 \$ par tonne de CO₂e en 2022 et ii) un système de tarification fondé sur le rendement (« STFR ») pour les installations industrielles qui génèrent des émissions annuelles d'au moins 50 kilotonnes de GES. Les installations visées par le STFR seront assujetties à la tarification du carbone sur la partie de leurs émissions qui dépasse le plafond des émissions annuelles fondé sur le rendement. Cette tarification peut être réglée par le paiement d'une redevance ou par l'application de crédits excédentaires émis par le gouvernement fédéral ou de crédits compensatoires admissibles. Le mécanisme fédéral de tarification du carbone ne s'appliquera que dans les territoires où aucune réglementation équivalente n'est en vigueur.

Le plan de leadership sur le climat de l'Alberta énonce plusieurs obligations concernant le secteur pétrolier et gazier : 1) l'entrée en vigueur d'une taxe sur le carbone visant tous les secteurs de l'économie; 2) la limitation des émissions des sables bitumineux pour qu'elles ne dépassent pas au total 100 mégatonnes par année dans l'ensemble de la province (comparativement aux niveaux actuels des émissions du secteur qui sont d'environ 70 mégatonnes par année), sous réserve de certaines exceptions visant les sources d'énergie produite par cogénération et la nouvelle capacité de valorisation; et 3) un objectif de réduction de 45 % des émissions de méthane issues d'activités pétrolières et gazières d'ici 2025. La taxe sur le carbone est fondée sur un taux de 30 \$ la tonne en 2018, et les activités essentielles aux procédés de production de pétrole et de gaz en sont exemptées jusqu'en 2023.

Le règlement de l'Alberta sur la compétitivité en matière de carbone intitulé *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* (le « CCIR », entré en vigueur le 1^{er} janvier 2018) s'applique aux installations dont les émissions dépassent les 100 000 tonnes de GES par année. Ces installations sont exemptées de la taxe sur le carbone, mais elles doivent respecter un plafond d'intensité des émissions qui est fixé d'après la performance du secteur. Lorsque les émissions dépassent le plafond, l'installation doit réduire ses émissions nettes en ayant recours à des compensations ou à des crédits d'émission ou en finançant des crédits pour compenser ses émissions réelles. Les plafonds feront l'objet d'ajustements futurs.

La loi sur la taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique intitulée *Carbon Tax Act* établit un prix du carbone de 30 \$ la tonne de CO₂e pour la combustion de carburant. À compter du 1^{er} avril 2018, la taxe sur le carbone provinciale devrait augmenter de 5 \$ la tonne de CO₂e par année pour atteindre la cible fédérale de 50 \$ le 1^{er} avril 2021. La taxe pourrait aussi être étendue aux émissions fugitives et mises à l'air libre du secteur pétrolier et gazier. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a également pris des mesures pour réduire de 45 % les émissions de méthane en amont et établir des barèmes sectoriels distincts afin de réduire le coût des taxes sur le carbone pour les installations industrielles.

En 2018, le gouvernement fédéral a aussi finalisé des règlements visant à limiter les rejets de méthane et de composés organiques volatils dont la mise en œuvre s'échelonne de 2020 à 2023. Les provinces peuvent établir leurs propres règlements sur la réduction des émissions de méthane et conclure des accords d'équivalence avec le gouvernement fédéral. L'Alberta et la Colombie-Britannique ont élaboré des règles sur le méthane qui devraient s'aligner sur le projet de règlements du gouvernement fédéral.

Il est prévu que les mécanismes de tarification du carbone en Alberta et en Colombie-Britannique respecteront les exigences de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* du gouvernement fédéral. Nos actifs de sables bitumineux en exploitation et deux de nos installations de traitement du gaz naturel sont assujettis au CCIR et, de ce fait, exemptés de la taxe sur le carbone en Alberta. Cette exemption pour les activités essentielles à la production de pétrole et de gaz s'applique à la vaste majorité des émissions provenant des activités dans le Deep Basin de la société. En 2023, lorsque les exemptions actuelles devraient prendre fin, nous nous attendons à ce que nos installations de production de pétrole et de gaz classiques puissent se soumettre au régime du CCIR, ce qui permettrait d'atténuer une partie des coûts associés à la taxe sur le carbone.

Des incertitudes existent quant à l'échéancier et aux effets de cette réglementation émergente et des autres mesures législatives envisagées, notamment la façon dont elles pourront être harmonisées; il est donc difficile de déterminer avec exactitude les coûts qu'elles entraîneront et leur incidence sur les fournisseurs de la société. Des modifications additionnelles des lois sur les changements climatiques pourraient avoir une incidence défavorable sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société, mais cette incidence ne peut être établie de manière fiable et précise à l'heure actuelle.

La réglementation émergente pourrait avoir d'autres conséquences, notamment les suivantes : des coûts de conformité accrus, des retards dans l'obtention des permis, des coûts considérables nécessaires pour la génération ou l'achat de crédits d'émission, tous ces facteurs pouvant faire augmenter les charges d'exploitation. De plus, 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.

La portée et l'étendue de toute conséquence défavorable de l'un de ces programmes ou règlements actuels ou supplémentaires ne peuvent être estimées avec exactitude pour l'heure, notamment parce que les obligations législatives et réglementaires précises n'ont pas encore été mises au point. Qui plus est, les détails concernant d'autres mesures à l'étude et les délais de conformité demeurent flous. Par conséquent, rien ne garantit que l'incidence des règlements à venir en matière de changement climatique ne sera pas considérable pour Cenovus. Cenovus pourrait également faire l'objet de réclamations par des tiers relativement aux changements climatiques ou à d'autres règlements environnementaux. Ces réclamations pourraient entraîner, entre autres, des poursuites dirigées contre Cenovus et, plus généralement, le secteur du pétrole et du gaz; de telles poursuites, si elles ont lieu, pourraient avoir une incidence défavorable significative sur nos activités.

Normes relatives aux carburants à faible teneur en carbone

La législation et la réglementation environnementales existantes et proposées élaborées par certains États des États-Unis, certaines provinces canadiennes, le gouvernement fédéral canadien et des pays membres de l'Union européenne, qui régissent les normes relatives aux combustibles carbonés pourraient entraîner une augmentation des coûts et 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.

Environnement et Changement climatique Canada a publié un cadre de réglementation pour la Norme sur les combustibles propres devant être adoptée en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. La Norme sur les combustibles propres établira des exigences distinctes en termes d'intensité en carbone pour les combustibles liquides, gazeux et solides utilisés pour le transport, l'industrie et les bâtiments au cours de leur cycle de vie. La Norme sur les combustibles propres a pour objectif officiel d'inciter à l'utilisation d'une vaste gamme de combustibles, de sources d'énergie et de technologies à faible teneur en carbone. La Norme sur les combustibles propres risque d'avoir une incidence sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société, mais il est difficile de prévoir ou de quantifier ces effets, le cas échéant, à l'heure actuelle.

Les États de la Californie et de l'Oregon et la province de la Colombie-Britannique ont promulgué respectivement une norme applicable aux carburants à faible teneur en carbone, un programme sur les carburants verts et un règlement sur les exigences en matière de carburants à faible teneur en carbone et renouvelables. Cette réglementation 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, d'importation et de distribution de carburant dans ces territoires sont tenues de respecter les règlements en question.

Normes applicables aux carburants renouvelables

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

Les raffineries de la société ne mélangent pas de carburants renouvelables aux produits de carburant à moteur qu'elles produisent et, par conséquent, nous sommes tenus, par l'intermédiaire de WRB, 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 notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Spécification de la teneur en soufre du fuel-oil utilisé par les navires

En tant qu'institution spécialisée des Nations Unies et principal organisme de réglementation du secteur des transports maritimes, l'Organisation maritime internationale (« OMI ») est l'autorité mondiale chargée d'établir des normes pour la sécurité, la sûreté et la performance environnementale des transports maritimes internationaux. L'OMI a fixé un plafond mondial de la teneur en soufre du fuel-oil utilisé par les navires de 0,5 % en poids à compter du 1^{er} janvier 2020, ce qui représente une réduction drastique par rapport au plafond actuel de 3,5 % en poids. L'objectif de l'OMI est de réduire les émissions d'oxydes de soufre (SOx) provenant des navires de manière importante, ce qui, selon l'organisme, devrait avoir des conséquences extrêmement positives sur l'environnement et la santé partout dans le monde, notamment pour les populations vivant à proximité des ports et des côtes.

Les raffineries du monde entier utilisent environ trois millions de barils par jour de fuel-oil lourd à haute teneur en soufre qu'elles mélangent avec du pétrole léger pour obtenir du fuel-oil marin destiné au secteur des transports maritimes. Les raffineries font du fuel-oil lourd avec les composantes du pétrole brut difficiles à traiter, généralement les composantes résiduelles à teneur élevée en soufre. Il est plus difficile de réduire la teneur en soufre du fuel-oil lourd que celle des distillats plus légers, car les asphaltènes contenus dans le fuel-oil lourd exigent un traitement plus complexe et plus coûteux.

La production de pétrole brut de Cenovus contient une grande quantité de composantes résiduelles à teneur élevée en soufre. La majeure partie du pétrole brut de Cenovus est traitée par des raffineries complexes. Cependant, après 2020, la capacité disponible de raffinage complexe pourrait se raréfier. Le plafond de la teneur en soufre qu'imposera l'OMI pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la commercialisation du pétrole brut de la société et contribuer à accroître sensiblement les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd, faisant plonger les prix du pétrole brut plus lourd, y compris le bitume. La gravité des conséquences dépendra de la mise en application de la règle, de la capacité des propriétaires de navires à installer des épurateurs, de la production de brut corrosif lourd à l'échelle mondiale et de l'accroissement de la capacité disponible de traitement du brut lourd.

Loi sur les espèces en péril

La *Loi sur les espèces en péril* du gouvernement fédéral canadien et les lois provinciales équivalentes concernant les espèces menacées et les espèces en voie de disparition peuvent limiter le rythme et l'ampleur de la mise en valeur ou de l'activité dans les zones qualifiées d'habitat essentiel pour les espèces préoccupantes (p. ex., le caribou des bois). Une requête et un litige récents impliquant le gouvernement fédéral relativement à ses obligations en vertu de la *Loi sur les espèces en péril* a soulevé des questions associées à la protection des espèces en péril et de leur habitat essentiel, tant au niveau fédéral que provincial. En Alberta, plusieurs mesures ont été entreprises pour favoriser le rétablissement du caribou : a) l'Alberta Caribou Action and Range Planning Project, qui vise à établir des plans de gestion à long terme de l'habitat de façon que les aires de distribution puissent retrouver leur équilibre; b) la mise au point de méthodes en vue de l'élaboration de plans régionaux de gestion à long terme des accès; c) des ententes différées sur l'exploitation des ressources minières; et d) la négociation d'accords de conservation aux termes du paragraphe 11 de la *Loi sur les espèces en péril*, qui vise à codifier des mesures concrètes favorisant la conservation de l'espèce et la protection de son habitat essentiel.

S'il est jugé que les plans et les mesures adoptés par les provinces n'offrent pas une probabilité suffisante de rétablissement des caribous, la loi fédérale prévoit la capacité de mettre en œuvre des mesures qui empêcheraient le développement futur ou modifieraient les activités actuelles. Par exemple, le gouvernement fédéral a entrepris une évaluation des menaces imminentes planant sur une partie de l'aire de distribution du caribou dans le centre-ouest de l'Alberta qui pourraient justifier une intervention (cette aire de distribution ne recoupe ni les terrains de Cenovus ni les lieux où elle exerce ses activités); un arrêté de protection de l'habitat en vertu de l'article 58 de la *Loi*

sur les espèces en péril est en instance à l'égard des terres régies par le gouvernement fédéral (notamment le côté saskatchewanais du polygone de tir aérien de Cold Lake, à l'est des installations de Cenovus); et la protection de l'habitat essentiel de cinq sous-populations de caribous des bois fait l'objet d'une demande d'arrêté. Le 24 janvier 2019, la Première Nation des Chipewyans d'Athabasca et la Première Nation crie Mikisew, du nord de l'Alberta, ainsi que l'Alberta Wilderness Association et la David Suzuki Foundation ont déposé une demande commune de révision judiciaire par la Cour fédérale, alléguant que le ministre avait failli à son devoir de protéger l'habitat de cinq troupeaux de caribous des forêts boréales. Les plaignants allèguent que même si le ministre reconnaît que les plans de rétablissement provinciaux pour les espèces menacées sont inadéquats, le gouvernement fédéral n'a pas rempli son devoir de publier un arrêté pour en assurer la protection conformément à la *Loi sur les espèces en péril*.

Système de gestion de la qualité de l'air fédéral

Le *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques* (le « RMPA »), pris en application de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (1999), vise à protéger l'environnement et la santé des Canadiens en établissant des normes obligatoires et cohérentes à l'échelle nationale concernant les émissions de polluants atmosphériques. Le RMPA vise l'établissement d'exigences de base relatives aux émissions industrielles (les « EBEI ») précises pour l'équipement. Les EBEI pour les oxydes d'azote émis par les chaudières, les fournaies et les moteurs alternatifs autonomes de la société sont réglementées conformément à des normes de rendement précises. Cenovus ne s'attend pas à ce que le RMPA ait une incidence importante sur ses activités actuelles ou futures.

Les normes canadiennes de qualité de l'air ambiant (« NCQAA ») pour le dioxyde d'azote, le dioxyde de soufre, les particules fines (PM_{2,5}) et l'ozone ont été mises en place dans le cadre du Système de gestion de la qualité de l'air national. La mise en œuvre à l'échelle provinciale des NCQAA pourrait avoir lieu au niveau des zones atmosphériques régionales et les mesures de gestion de ces zones pourraient comporter des normes d'émissions plus strictes applicables aux sources industrielles des titulaires d'autorisations dans des régions où Cenovus exerce des activités, ce qui pourrait avoir des incidences négatives, notamment une hausse des charges d'exploitation.

Examen des processus environnementaux et réglementaires par le gouvernement fédéral

En 2016, le gouvernement du Canada a amorcé l'examen de processus environnementaux et réglementaires aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, de la *Loi sur les pêches* et de la *Loi sur la protection de la navigation*. En février 2018, le gouvernement du Canada a proposé des modifications à la *Loi sur les pêches* et à la *Loi sur la protection de la navigation* et il a proposé l'édiction de la *Loi sur l'évaluation d'impact* et de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*.

Les modifications proposées de la *Loi sur les pêches* rétablissent l'ancienne interdiction de réaliser toute activité entraînant « la détérioration, la destruction ou la perturbation de l'habitat du poisson (« DDPH ») et instaurent plusieurs nouvelles exigences visant à élargir la portée de la loi en matière de protection et de rôle et d'intérêts des groupes autochtones. Les dispositions en matière de DDPH peuvent se traduire par de nouvelles exigences en matière de permis dans les zones où nos activités peuvent avoir des répercussions sur l'habitat du poisson.

Les modifications de la *Loi sur la protection de la navigation*, notamment la proposition de la rebaptiser *Loi sur les eaux navigables canadiennes*, élargissent la portée à toutes les eaux navigables, instaurent une plus grande surveillance des eaux navigables et, tout comme la *Loi sur les pêches*, établissent plusieurs nouvelles exigences visant à élargir la portée de la loi en matière de protection et de rôle et d'intérêts des groupes autochtones.

La *Loi sur l'évaluation d'impact* proposée remplacera la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et, si elle est adoptée, établira l'Agence canadienne d'évaluation des impacts, qui aura pour mandat de diriger et de coordonner les évaluations des impacts pour tous les projets désignés, notamment ceux administrés auparavant par l'Office national de l'énergie. La loi proposée élargit les possibilités en matière d'évaluation au-delà de l'environnement pour inclure la santé, l'économie, l'égalité des sexes et les impacts sur les peuples autochtones. La *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* proposée devrait substituer l'Office national de l'énergie par la Régie canadienne de l'énergie et modifier le rôle de l'organisme de réglementation.

Des changements peuvent être apportés à la réglementation proposée à mesure que celle-ci progresse dans le processus parlementaire. La portée et l'ampleur des incidences défavorables des changements proposés de la législation sur les projets de mise en valeur et les activités d'exploitation ne peuvent être estimées avec fiabilité ou exactitude à l'heure actuelle puisqu'il existe une incertitude quant aux modalités de la mise en œuvre de la nouvelle loi et des règlements qui l'accompagneront, notamment les types de projets qui feront l'objet d'une évaluation en vertu de la nouvelle loi. Des obligations accrues en matière d'évaluation environnementale et d'information pourraient entraîner un risque d'augmentation des coûts et des retards dans la mise en valeur des projets.

Examen des processus environnementaux et réglementaires par le gouvernement de la Colombie-Britannique

En 2018, le gouvernement de la Colombie-Britannique a continué, comme il s'était engagé à le faire, de passer en revue les processus d'évaluation environnementale et d'autres processus réglementaires de la province, ainsi qu'à promulguer une loi sur les espèces en péril et à harmoniser les autres lois qui portent sur l'environnement. La loi intitulée *Environmental Assessment Act* a été promulguée à l'automne 2018; elle accorde de vastes pouvoirs discrétionnaires au ministre, qui pourra soumettre des projets à un examen à la demande du public. Toujours selon son engagement, le gouvernement a aussi entrepris une évaluation scientifique de la fracturation hydraulique afin

d'en déterminer les effets sur l'eau et la relation avec l'activité sismique; le rapport sur cette enquête sera publié en 2019.

En janvier 2018, le gouvernement de la Colombie-Britannique a proposé des restrictions sur l'accroissement du transport de bitume fluidifié dans le cadre d'une deuxième ronde de règlements visant à améliorer le degré de préparation, l'intervention et la récupération en cas de déversement de pétrole. En mars 2018, il a présenté un renvoi à la Cour d'appel de la Colombie-Britannique lui demandant de confirmer si la réglementation du transport de bitume dans la province était bien de son ressort, comme le présuppose le règlement en question. Le renvoi n'a pas encore été instruit.

La portée et l'ampleur des incidences défavorables des changements apportés à la législation ou aux politiques sur la mise en valeur des projets et les activités d'exploitation ne peuvent être estimées avec fiabilité ou exactitude au moment actuel puisqu'il existe une incertitude quant aux recommandations à l'étude ou formulées. Des obligations accrues en matière d'évaluation environnementale ou des interruptions de transport pourraient entraîner un risque d'augmentation des coûts et des retards dans la mise en valeur des projets.

Permis d'utilisation des eaux

En Alberta, nous utilisons actuellement pour certaines activités de l'eau douce, que nous nous procurons en vertu de permis accordés aux termes de la loi intitulée *Water Act* (Alberta), pour fournir l'eau domestique et l'eau utilitaire à nos installations de DGMV et aux fins de nos programmes de délimitation des ressources de bitume et de nos activités dans le Deep Basin. Pour l'heure, nous ne sommes pas tenus de payer l'eau que nous utilisons aux termes de ces permis. Rien ne garantit que nous ne devons pas verser des droits pour l'utilisation de l'eau à l'avenir, ni que ces droits seront raisonnables. Si une modification était apportée aux exigences de ces permis et que les quantités d'eau que la société peut utiliser s'en trouvaient réduites, notre production pourrait diminuer ou nos charges d'exploitation, augmenter, ce qui aurait dans les deux cas une incidence défavorable significative sur les affaires et la performance financière. Rien ne garantit que ces permis ne seront pas annulés ou que des conditions additionnelles ne seront pas imposées pour leur obtention. De plus, l'expansion de nos projets est tributaire de l'obtention de permis pour accéder à des quantités d'eau supplémentaires. Rien ne garantit que ces permis seront délivrés, ou qu'ils le seront à des conditions favorables, ou qu'il existera de l'eau pouvant être déviée aux termes de ces permis.

En Colombie-Britannique, l'utilisation des eaux souterraines est réglementée par l'entrée en vigueur de la loi intitulée *Water Sustainability Act*. La majeure partie de l'utilisation d'eau souterraine (autre qu'à des fins domestiques) nécessite un permis pour dévier l'eau d'un aquifère. Une période de transition de trois ans permettra aux utilisateurs non domestiques actuels d'eau souterraine de s'adapter au régime actuel de permis d'utilisation des eaux et à son système de priorité premier arrivé, premier servi. Les règlements pris en application de la *Water Sustainability Act* fixent des redevances d'utilisation de l'eau annuelles. D'autres règlements continuent d'être proposés et mis en vigueur pour étayer cette loi.

Les droits d'utilisation de l'eau pourraient augmenter et les modalités des permis pourraient être modifiées dans l'avenir, ce qui pourrait nuire à notre entreprise, notamment à notre capacité d'exercer des activités d'exploitation. De plus, si nous avons besoin de nouveaux permis ou de modifications des permis existants, rien ne garantit que ces permis ou ces modifications nous seront accordés selon des modalités favorables.

Politique de l'Alberta relative aux milieux humides

La gestion des milieux humides en Alberta est régie par l'article 36 de la *Water Act*, ainsi que par la politique sur les milieux humides de l'Alberta (*Alberta Wetland Policy*) et le guide provincial de restauration des milieux humides et de compensation (*Provincial Wetland Restoration and Compensation Guide*).

Aux termes de la politique sur les milieux humides de l'Alberta, les promoteurs de l'exploitation d'actifs pétroliers et gaziers dans des zones marécageuses peuvent être tenus d'éviter les milieux humides ou d'atténuer les effets de l'aménagement sur ceux-ci.

La politique sur les milieux humides de l'Alberta ne devrait pas influencer sur les activités existantes de Cenovus à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake, car les projets approuvés avant le 4 juillet 2016 n'y sont pas assujettis. Cependant, les nouveaux projets de mise en valeur et les phases d'agrandissement futures qui n'ont pas encore été approuvés devront s'y conformer. Comme nos concessions de sables bitumineux se situent dans des régions où les zones marécageuses couvrent plus de 50 % du territoire, il est impossible d'éviter les milieux humides. En outre, les activités de mise en valeur du Deep Basin sont assujetties à la politique si elles sont effectuées dans des milieux humides. Dans ces cas-là, nous sommes tenus de respecter les exigences relatives à la remise en état des milieux humides ou, là où une disparition permanente des milieux humides survient, de verser un paiement à un programme de frais compensatoires ou de participer à des mesures de remplacement effectuées par un titulaire de permis.

S'appuyant sur la directive concernant l'atténuation des incidences sur les milieux humides (*Alberta Wetland Mitigation Directive*) de 2018 et sur les consultations auprès du ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta et de l'AER, Cenovus ne s'attend pas à ce que la politique ait une incidence importante sur ses actifs de sables bitumineux ou ses actifs non classiques dans le Deep Basin.

Fracturation hydraulique

Certaines parties prenantes allèguent que les techniques de fracturation hydraulique sont nuisibles aux eaux de surface et aux sources d'eau potable et suggèrent que davantage de lois et règlements fédéraux, provinciaux, territoriaux et municipaux pourraient être nécessaires afin d'assurer un encadrement réglementaire plus rigoureux du procédé de fracturation hydraulique.

Le gouvernement fédéral du Canada et certains gouvernements provinciaux poursuivent l'examen de certains aspects du cadre politique, réglementaire et scientifique qui régit actuellement la fracturation hydraulique. De plus, les gouvernements de certains territoires où la société n'exerce pas d'activités à l'heure actuelle ont envisagé ou imposé des moratoires sur la fracturation hydraulique en attendant la conclusion de nouvelles études. De même, des gouvernements ont adopté, et d'autres ont étudié la possibilité d'adopter, des règlements imposant des exigences plus strictes en matière de permis, de communication d'informations et de construction des puits à l'égard des activités de fracturation hydraulique.

De nouvelles lois, de nouveaux règlements ou de nouvelles exigences en matière de permis visant la fracturation hydraulique pourraient donner lieu à des limites ou des restrictions relatives aux activités de mise en valeur de pétrole et de gaz, à des retards dans l'exploitation, à des exigences opérationnelles supplémentaires ou à des revendications accrues de tiers ou de gouvernements, ce qui pourrait faire augmenter les coûts de conformité et d'exploitation pour la société ainsi que diminuer la quantité de gaz naturel et de pétrole que Cenovus sera capable de produire à partir de ses réserves.

Activité sismique

Dans certaines régions de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, une augmentation localisée de la fréquence de l'activité sismique a été associée aux activités pétrolières et gazières. Même si l'activité sismique liée aux activités pétrolières et gazières est généralement très faible, elle a été associée au rejet en profondeur d'eaux usées aux États-Unis et à la fracturation hydraulique dans l'Ouest canadien, ce qui a donné lieu à des mesures législatives et réglementaires visant à répondre à ces préoccupations.

Ces mesures pourraient se traduire par l'imposition d'une surveillance accrue, des restrictions à l'égard de l'injection d'eau produite dans certains puits de rejet et/ou la modification ou la réduction des activités de fracturation hydraulique, ce qui pourrait entraîner des retards opérationnels ou une augmentation des coûts de conformité ou avoir d'autres effets défavorables sur les activités d'exploitation de Cenovus.

Risque lié à la réputation

Nous tablons sur notre réputation afin de tisser et de maintenir des liens positifs avec nos parties prenantes, de recruter du personnel et de le maintenir en poste et d'être une société crédible, digne de confiance. Toute mesure que nous prenons qui provoque une opinion défavorable dans le public peut nuire à notre réputation, ce qui pourrait influencer défavorablement le cours de nos actions, nos plans d'aménagement et notre capacité à poursuivre nos activités.

Perception du public sur les sables bitumineux en Alberta

La mise en valeur des sables bitumineux en Alberta a reçu une attention considérable lors des 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, des pratiques d'utilisation de l'eau et des terres et de la participation des Autochtones dans les projets de mise en valeur 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 limitant les achats de pétrole brut ou de bitume produits à partir des sables bitumineux pourraient être adoptées dans des territoires nationaux et/ou étrangers, ce qui pourrait alors restreindre le marché mondial de ce type de pétrole brut, en réduire le prix et ainsi donner lieu au délaissement d'actifs ou à une incapacité de mener à bien la mise en valeur de ressources pétrolières à l'avenir.

Autres risques

Risques liés à l'acquisition

Coûts ou obligations imprévus liés à l'acquisition

Les acquisitions de biens de pétrole brut et de gaz naturel sont largement fondées sur des évaluations techniques, environnementales et économiques effectuées par l'acquéreur, des ingénieurs indépendants et des consultants. Ces évaluations comportent une série d'hypothèses concernant des facteurs comme le potentiel de récupération et de mise en marché du pétrole brut et du gaz naturel, les restrictions et les interdictions environnementales concernant les rejets et émissions de diverses substances, les prix futurs du pétrole brut et du gaz naturel et les charges d'exploitation s'y rattachant, les dépenses d'investissement futures et les redevances et d'autres droits imposés par l'État sur la durée de vie productive des réserves. Plusieurs de ces facteurs peuvent changer et sont indépendants de la volonté de la société. Toutes ces évaluations supposent qu'est mesurée l'incertitude géologique, technique, environnementale et réglementaire qui pourrait entraîner une baisse de la production et des réserves ou une augmentation des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement au-delà des montants prévus.

En parallèle avec l'acquisition, il est possible que nous n'ayons pas relevé certaines obligations ou nous ayons été incapable de les quantifier dans notre contrôle préalable effectué avant la conclusion de la convention d'achat et de vente par ConocoPhillips et Cenovus datée du 29 mars 2017, dans sa version modifiée (la « convention d'acquisition ») et que nous ne recevions pas d'indemnisation pour une partie ou la totalité de ces obligations. La découverte ou la quantification de toute obligation importante pourraient avoir une incidence défavorable significative sur nos activités, notre situation financière ou nos perspectives. De plus, la convention d'acquisition limite le montant de l'indemnisation que nous pouvons recevoir. Par conséquent, toute obligation relative à l'acquisition pourrait être supérieure aux indemnités prévues aux termes de la convention d'acquisition.

Concrétisation des avantages attendus de l'acquisition

Nous estimons que l'acquisition procurera un certain nombre d'avantages à Cenovus. Il y a toutefois un risque qu'une partie ou la totalité des avantages attendus de l'acquisition ne se réalisent pas, coûtent plus cher à réaliser ou ne se concrétisent pas dans le délai prévu. La concrétisation de ces avantages peut subir l'incidence de nombreux facteurs, dont plusieurs sont indépendants de notre volonté.

Montant des paiements éventuels

Dans le cadre de l'acquisition, la société a convenu de verser des paiements éventuels dans certaines circonstances. Le montant de ces paiements variera de temps à autre en fonction du prix du WCS en dollar canadien pendant la période de cinq ans suivant la clôture de l'acquisition; ces paiements peuvent être considérables. De plus, dans le cas où de tels paiements seraient faits, les résultats présentés et d'autres ratios de la société pourraient en subir les répercussions défavorables.

Incidence sur le cours de l'action des ventes futures d'actions ordinaires de Cenovus par ConocoPhillips

Les ventes futures sur le marché d'actions ordinaires de Cenovus détenues par ConocoPhillips, que ce soit dans le cadre de transactions sur le marché libre à la Bourse de Toronto ou à la Bourse de New York, de transactions en bloc conclues en privé ou de placements aux termes de prospectus effectués conformément à la convention de droits d'inscription, pourraient avoir une incidence défavorable sur le cours des actions ordinaires alors en vigueur. De plus, la perception par le marché de l'intention de ConocoPhillips de vendre des actions ordinaires de Cenovus pourrait aussi avoir une incidence défavorable sur le cours de ces actions ordinaires.

Lois fiscales

Les lois fiscales, d'autres lois et des mesures de stimulation prises par les gouvernements pourraient éventuellement être modifiées ou interprétées d'une manière défavorable pour Cenovus et ses actionnaires. Les autorités fiscales régissant Cenovus pourraient s'opposer à la manière dont la société calcule ses obligations fiscales, de sorte que la charge d'impôt comptabilisée ne serait pas suffisante, ou pourraient modifier leurs pratiques administratives au détriment de Cenovus ou de ses actionnaires. De plus, toutes les déclarations fiscales de la société peuvent faire l'objet d'une vérification par les autorités fiscales, qui pourraient rejeter ces déclarations d'une manière qui serait défavorable pour Cenovus et ses actionnaires.

Risque lié à la fiscalité américaine

Aux États-Unis, la loi intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* a été promulguée le 22 décembre 2017. Cette loi : réduit le taux d'imposition fédéral des sociétés, qui passe de 35 % à 21 %; permet la comptabilisation en charges immédiate des biens admissibles acquis avant 2023; fixe la limite d'utilisation des pertes d'exploitation nettes subies après 2017 à 80 % du résultat imposable; révisé les dispositions antérieures limitant le caractère déductible des charges d'intérêts; instaure de nouvelles dispositions qui imposent un impôt minimum dans certaines circonstances lorsqu'une entreprise verse des paiements à une entité liée à l'étranger. La loi comporte des failles importantes auxquelles viendront remédier des règlements du département du Trésor. Ce dernier a publié plusieurs ébauches de règlements au 31 décembre 2018, mais il est possible que les commentaires reçus du public au cours de la période de consultation incitent le département du Trésor à modifier son interprétation de certaines dispositions de la loi dans la version définitive des règlements. Des conséquences négatives pourraient découler des nouveaux développements entourant cette loi et ses règlements.

Risque associé à l'arrangement

Nous avons 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 Corporation (Encana), 7050372 Canada Inc. et Cenovus Energy Inc. (auparavant, Encana Finance Ltd.), 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, nous ne pouvons garantir que si Encana doit nous indemniser ainsi que les membres de notre groupe quant à une obligation importante, elle sera en mesure de respecter ces obligations.

Il est possible de consulter un exposé des risques supplémentaires, s'ils devaient se présenter après la date du présent rapport de gestion, 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 sur SEDAR à sedar.com, sur EDGAR à sec.gov et à cenovus.com.

JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

Pour l'application des méthodes comptables, la direction est tenue de faire des estimations, de formuler des hypothèses, ainsi que d'avoir recours à des jugements, lesquels pourraient avoir une incidence importante sur les résultats financiers de la société. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Les estimations et hypothèses utilisées peuvent faire l'objet de mises à jour en fonction des antécédents et de l'utilisation de nouvelles données. Les méthodes comptables et estimations critiques de la société sont évaluées chaque année par le comité d'audit du conseil. Dans les notes annexes aux états financiers consolidés sont expliqués plus amplement le mode de préparation et les méthodes comptables significatives de la société.

Jugements d'importance critique intervenant dans l'application des méthodes comptables

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés dans nos états financiers consolidés.

Partenariats

Le classement d'un partenariat à titre d'entreprise commune ou de coentreprise fait appel au jugement. Cenovus détient une participation de 50 % dans une entité sous contrôle conjoint, à savoir WRB. Il a été déterminé que Cenovus possède des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs de WRB. Par conséquent, ce partenariat est traité en tant qu'entreprise commune, et la quote-part revenant à la société des actifs, des passifs, des produits et des charges est comptabilisée dans les états financiers consolidés.

Avant le 17 mai 2017, Cenovus détenait une participation de 50 % dans FCCL, qui était contrôlée conjointement avec ConocoPhillips et répondait à la définition d'entreprise commune aux termes d'IFRS 11. Par conséquent, Cenovus comptabilisait sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges dans ses résultats consolidés. Après l'acquisition, Cenovus contrôle FCCL, tel qu'il est établi dans IFRS 10; par conséquent, FCCL a été consolidée.

Pour déterminer le classement adéquat de nos partenariats conformément à IFRS 11, nous avons pris en compte les facteurs suivants :

- L'opération par laquelle FCCL et WRB ont été constituées avait pour objectif la mise sur pied d'une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord. Le recours à deux partenariats pour former une coentreprise intégrée, au départ neutre sur le plan de la fiscalité, se justifiait du fait que les actifs sont situés dans différents territoires de compétence fiscale. Les partenariats sont des entités intermédiaires dotées d'une durée de vie limitée.
- Les partenariats exigent des partenaires (Cenovus d'une part et ConocoPhillips ou Phillips 66 d'autre part, ou leurs filiales respectives) qu'ils fassent des apports si les fonds sont insuffisants pour que les partenariats s'acquittent de leurs obligations ou règlent leurs passifs. L'expansion passée et future de FCCL et de WRB est tributaire du financement consenti par les partenaires au moyen d'effets à payer et de prêts octroyés aux partenariats. Les partenariats n'ont pas contracté d'emprunts auprès de tiers.
- Le fonctionnement de FCCL était le même que celui de la plupart des relations de participation directe de l'Ouest canadien, dans lesquelles un partenaire est l'exploitant et extrait les produits au nom de l'ensemble des participants. La structure de WRB est fort semblable, à ceci près que son contexte opérationnel est celui du raffinage.
- À titre d'exploitants, Cenovus et Phillips 66, par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, assurent la commercialisation, achètent les charges d'alimentation nécessaires et s'occupent du transport et du stockage pour le compte des partenaires, car les accords interdisent aux partenariats d'effectuer eux-mêmes ces tâches. En outre, les partenariats n'ont pas d'employés et ne pourraient donc pas s'en acquitter.

- Dans chacun des deux partenariats, la production revient à l'un des deux partenaires, ce qui indique que les partenaires ont des droits sur les avantages économiques découlant des actifs et l'obligation de financer les passifs des partenariats.

Actifs de prospection et d'évaluation

L'application de la méthode comptable de Cenovus aux dépenses de prospection et d'évaluation exige de poser un jugement pour déterminer si un avantage économique futur est probable lorsque les activités n'ont pas atteint un stade où la faisabilité technique et la viabilité commerciale peuvent être établies de façon raisonnable. Divers facteurs sont pris en compte, tels que les résultats des travaux de forage, les programmes d'investissement à venir, les charges d'exploitation futures et les réserves et ressources estimatives. En outre, la direction doit exercer son jugement pour déterminer si certains actifs de prospection et d'évaluation doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles. Pour ce faire, elle tient compte de plusieurs facteurs, notamment les suivants : l'existence de réserves, la réception des autorisations nécessaires de la part des organismes de réglementation ainsi que le processus d'approbation interne de Cenovus.

Délimitation des unités génératrices de trésorerie

Une unité génératrice de trésorerie s'entend du niveau le plus bas d'actifs intégrés générant des entrées de trésorerie séparément identifiables qui soient largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Le classement des actifs et la répartition des actifs communs entre les unités génératrices de trésorerie font considérablement appel au jugement et à l'interprétation. Les facteurs pris en compte dans le classement sont notamment l'intégration entre les actifs, le partage des infrastructures, l'existence de points de vente communs, la région géographique concernée, la structure géologique des actifs et la façon dont la direction fait le suivi de l'unité génératrice de trésorerie et prend des décisions à son sujet. L'évaluation du caractère récupérable des actifs en amont, des actifs de raffinage, des actifs de transport ferroviaire et des actifs communs se fait au niveau des unités génératrices de trésorerie. C'est pourquoi la délimitation des unités génératrices de trésorerie pourrait avoir une incidence importante sur les pertes de valeur et leur reprise.

Principales sources d'incertitude relative aux estimations

Les estimations comptables d'importance critique sont celles qui font en sorte que la direction doit poser des jugements particulièrement subjectifs ou complexes sur des sujets par nature incertains. Les estimations et les hypothèses qui les sous-tendent sont examinées périodiquement, et toute révision des estimations comptables est comptabilisée dans la période au cours de laquelle la révision est effectuée. Sont présentées ci-après les hypothèses clés quant à l'avenir et les autres sources d'estimation à la fin de la période de présentation de l'information. Tout changement qui y serait apporté pourrait entraîner un ajustement significatif de la valeur comptable des actifs et des passifs de l'exercice à venir.

Réserves de pétrole brut et de gaz naturel

L'estimation des réserves de pétrole brut et de gaz naturel comporte en soi un certain nombre d'incertitudes. L'estimation des réserves repose sur plusieurs variables, notamment les quantités récupérables d'hydrocarbures, le coût de l'élaboration des infrastructures nécessaires pour récupérer les hydrocarbures, les coûts de production, le prix de vente estimatif des hydrocarbures produits, les paiements de redevances et les impôts. Toute variation de ces données pourrait avoir une incidence considérable sur les estimations des réserves, ce qui se répercuterait sur les tests de dépréciation et la dotation à l'amortissement et à l'épuisement relatifs aux actifs de pétrole brut et de gaz naturel des secteurs Sables bitumineux et du Deep Basin. Les réserves de pétrole brut et de gaz naturel de Cenovus sont établies annuellement par des évaluateurs de réserves indépendants agréés (« ERQI »), qui les transmettent à Cenovus. Se reporter à la rubrique « Perspectives » du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les prix futurs des marchandises.

Valeur recouvrable

La détermination de la valeur recouvrable d'une UGT ou d'un actif donné exige l'utilisation d'estimations et d'hypothèses qui sont susceptibles d'être modifiées lorsque de nouvelles informations sont disponibles. Dans le cas des actifs en amont de la société, les estimations portent notamment sur les prix à terme des marchandises, les volumes de production prévus, le volume des réserves et de ressources et les taux d'actualisation ainsi que les charges d'exploitation, les coûts de mise en valeur futurs et les taux d'imposition. La valeur recouvrable des actifs de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut repose sur des hypothèses à l'égard de la production, des prix à terme des marchandises, des charges d'exploitation, de la capacité de transport, de l'état de l'offre et de la demande et des taux d'imposition. Toute modification apportée aux hypothèses entrant dans la détermination de la valeur recouvrable pourrait avoir une incidence sur la valeur comptable des actifs visés. Se reporter à l'analyse de chaque secteur à présenter figurant dans le présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les pertes de valeur d'actifs et leur reprise.

Au 31 décembre 2018, la valeur recouvrable des unités génératrices de trésorerie en amont de Cenovus a été déterminée en fonction de la juste valeur diminuée des coûts de sortie ou d'une évaluation des transactions portant sur des actifs comparables. La juste valeur des biens productifs a été calculée en fonction des flux de trésorerie après impôt actualisés des réserves prouvées et probables à l'aide de prix à terme et d'estimations des coûts préparées par les ERQI de Cenovus. Les hypothèses clés entrant dans la détermination des flux de trésorerie futurs tirés des réserves sont les prix du pétrole brut et du gaz naturel, les coûts de mise en valeur et le taux d'actualisation. Toutes les réserves ont été évaluées par les ERQI de la société au 31 décembre 2018.

Prix du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel

Les prix à terme au 31 décembre 2018 employés pour la détermination des flux de trésorerie futurs qui seront tirés des réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel se détaillent comme suit :

	2019	2020	2021	2022	2023	Variation annuelle moyenne par la suite (%)
WTI (\$ US/baril)	58,58	64,60	68,20	71,00	72,81	2,0
WCS (\$ CA/baril)	51,55	59,58	65,89	68,61	70,53	2,1
Edmonton C5+ (\$ CA/baril)	70,10	79,21	83,33	86,20	88,16	2,0
AECO (\$ CA/kpi ³) ¹⁾	1,88	2,31	2,74	3,05	3,21	2,0

1) Selon une puissance calorifique hypothétique d'un MBtu par millier de pieds cubes de gaz.

Taux d'actualisation et d'inflation

Les flux de trésorerie futurs actualisés sont calculés par application d'un taux d'actualisation compris entre 10 % et 15 %, en tenant compte des caractéristiques individuelles des UGT et d'autres facteurs économiques et opérationnels. Le taux d'inflation estimé est de 2 %, ce qui constitue une pratique courante dans l'industrie; c'est le taux qu'utilisent les évaluateurs de réserves indépendants agréés de Cenovus lorsqu'ils préparent les rapports sur les réserves.

Coûts de démantèlement

Des provisions sont comptabilisées à l'égard des futures activités de démantèlement et de remise en état visant nos actifs de pétrole brut et de gaz naturel en amont, nos actifs de raffinage et notre terminal de transport ferroviaire, au terme de leur durée économique. La direction exerce son jugement en vue d'évaluer l'existence du passif futur et de l'estimer. Le coût réel de démantèlement et de remise en état des lieux est incertain et les estimations de coûts peuvent changer en fonction de nombreux facteurs, dont les modifications des exigences prévues par la loi, les avancées technologiques, l'inflation et le moment prévu pour le démantèlement et la remise en état des lieux. De plus, la direction établit le taux d'actualisation approprié à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Ce taux d'actualisation, ajusté en fonction de la qualité de crédit, sert à établir la valeur actualisée des sorties de trésorerie futures estimatives requises pour régler l'obligation et peut changer en fonction de nombreux facteurs du marché. Se reporter à la note 25 annexe aux états financiers consolidés pour en savoir plus sur la variation des coûts de démantèlement.

Provision au titre de contrats déficitaires

Un contrat est considéré comme déficitaire lorsque les coûts inévitables pour satisfaire aux obligations contractuelles sont supérieurs aux avantages économiques qui seront tirés du contrat. Pour déterminer le moment où il convient de constituer une provision à l'égard d'un contrat déficitaire, la direction doit faire appel à son jugement et utiliser des estimations et des hypothèses, notamment sur la nature, l'ampleur et l'échéancier des flux de trésorerie futurs découlant du contrat ainsi que les taux d'actualisation qui s'y rapportent.

Juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises

La juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, y compris la contrepartie conditionnelle et le goodwill, est estimée en fonction des informations disponibles à la date d'acquisition. Diverses techniques d'évaluation sont employées pour évaluer la juste valeur, dont la valeur de marché d'éléments comparables et les flux de trésorerie actualisés, lesquels reposent sur des hypothèses comme les prix à terme, les estimations des réserves et des ressources, les coûts de production, la volatilité, le taux de change entre le dollar canadien et le dollar US et les taux d'actualisation. Toute variation de ces données pourrait avoir une incidence considérable sur la valeur comptable de l'actif net.

Charges d'impôt sur le résultat

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus exerce ses activités peuvent changer. Il y a habituellement un certain nombre de questions fiscales en examen, et le montant de l'impôt sur le résultat fait donc l'objet d'une incertitude relative aux estimations.

Des actifs d'impôt différé sont constatés dans la mesure où il est probable que les différences temporaires déductibles seront recouvrées au cours des périodes à venir. L'évaluation de la recouvrabilité se fonde sur de nombreuses estimations, dont une évaluation du moment où les différences temporaires se résorberont, une analyse du montant du bénéfice imposable futur, l'accessibilité à des flux de trésorerie pour compenser les actifs d'impôt lorsque la reprise aura lieu et l'application des législations fiscales. À l'égard de certaines transactions, la détermination de l'impôt définitif est incertaine. La modification des hypothèses utilisées pour évaluer la recouvrabilité pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés dans les périodes à venir. Se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les modifications apportées aux estimations de l'impôt sur le résultat.

Changements de méthodes comptables

Le 1^{er} janvier 2018, Cenovus a adopté IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), qui remplace IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »). L'adoption d'IFRS 9 n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Le 1^{er} janvier 2018, Cenovus a adopté IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »), qui remplace IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, et plusieurs interprétations liées à la comptabilisation des produits. L'adoption d'IFRS 15 n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

D'autres renseignements sur les changements de méthodes comptables découlant de l'adoption d'IFRS 9 et d'IFRS 15 se trouvent à la note 4 annexe aux états financiers consolidés.

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

Un certain nombre de nouvelles normes comptables et d'interprétations ou de modifications de normes comptables entrent en vigueur pour les exercices ouverts le 1^{er} janvier 2019 ou après cette date et n'ont donc pas été appliqués au moment de la préparation des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018. Les normes qui s'appliqueront à Cenovus sont décrites dans les paragraphes qui suivent; elles seront adoptées à leur date d'entrée en vigueur respective.

Contrats de location

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS, 16 *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui impose aux entités de comptabiliser à l'état de la situation financière les créances et les obligations au titre de contrats de location. En ce qui concerne les preneurs, IFRS 16 annule le classement des contrats de location à titre soit de contrats de location simple, soit de contrats de location-financement, tous les contrats de location étant considérés comme des contrats de location-financement. Seuls certains contrats de location à court terme (d'une durée inférieure à 12 mois) et les contrats de location visant des actifs de faible valeur ne sont pas assujettis à ces exigences et peuvent continuer à être considérés comme des contrats de location simple.

Les bailleurs continuent de classer les contrats de location selon le modèle de classement double. Le classement détermine quand et comment le bailleur doit comptabiliser les produits locatifs, et quelles sont les créances à comptabiliser.

IFRS 16 est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019 et peut être appliquée de manière rétrospective ou selon une méthode rétrospective modifiée. Nous avons décidé de suivre une méthode rétrospective modifiée, selon laquelle il n'est pas nécessaire de retraiter l'information financière de la période précédente puisque l'effet cumulatif de la mise en application de la norme est constaté à titre d'ajustement des résultats non distribués d'ouverture. À l'adoption initiale, nous avons choisi d'utiliser les mesures de simplification permises énumérées ci-après :

- Appliquer un taux d'actualisation unique à un portefeuille de contrats de location présentant des caractéristiques similaires;
- Comptabiliser les contrats de location dont la durée à courir est inférieure à douze mois au 1^{er} janvier 2019 comme s'il s'agissait de contrats de location à court terme;
- Comptabiliser en charges les paiements de loyers et ne pas comptabiliser d'actif au titre du droit d'utilisation à l'égard des contrats dont le bien sous-jacent est de faible valeur;
- Utiliser des connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location qui contient des options de prolongation ou de résiliation;
- Utiliser l'évaluation de la dépréciation effectuée précédemment par Cenovus conformément à IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*, pour les contrats déficitaires au lieu de soumettre l'actif au titre du droit d'utilisation à un nouveau test de dépréciation au 1^{er} janvier 2019.

À l'adoption d'IFRS 16, nous comptabiliserons les obligations locatives se rapportant aux contrats de location selon les principes de la nouvelle norme, c'est-à-dire en les évaluant à la valeur actualisée des paiements de loyers résiduels, calculée à l'aide du taux d'intérêt implicite du contrat de location ou de notre taux d'emprunt marginal au 1^{er} janvier 2019. Les actifs au titre des droits d'utilisation correspondants seront évalués à un montant égal à l'obligation locative au 1^{er} janvier 2019, déduction faite de tout montant précédemment comptabilisé relativement à un contrat déficitaire conformément à IAS 37, sans effet sur les résultats non distribués.

L'adoption de la nouvelle norme entraînera la comptabilisation d'obligations locatives et d'actifs au titre des droits d'utilisation supplémentaires d'environ 1,5 G\$ et 0,9 G\$, respectivement. Nous avons dressé l'inventaire de nos actifs au titre des droits d'utilisation et de nos obligations locatives, qui se rapportent principalement à des bureaux, des wagons, des réservoirs de stockage, des appareils de forage et d'autre équipement de terrain. Les effets sur l'état consolidé des résultats seront les suivants :

- une baisse des frais généraux et frais d'administration, des frais de transport et de fluidification, des charges d'exploitation, des produits achetés et des dépenses d'investissement;
- une hausse des charges financières à cause des intérêts comptabilisés sur les obligations locatives;
- une hausse de la charge d'amortissement causée par l'amortissement des actifs au titre des droits d'utilisation.

Nous avons aussi examiné les contrats de location de bureaux dont Cenovus est le bailleur et comptabilisé un investissement net de 16 M\$ relativement à ces contrats au 1^{er} janvier 2019.

Positions fiscales incertaines

En juin 2017, l'IASB a publié l'interprétation de l'International Financial Reporting Interpretation Committee (« IFRIC ») 23, *Incertitude relative aux traitements fiscaux*. L'interprétation apporte des éclaircissements sur la façon de comptabiliser une position fiscale en cas d'incertitude relative aux traitements fiscaux. Pour déterminer le dénouement probable des positions fiscales incertaines, les positions peuvent être prises en considération isolément ou en tant que groupe. De plus, une évaluation doit être effectuée pour déterminer la probabilité que l'administration fiscale accepte la position fiscale adoptée dans la déclaration fiscale. S'il est peu probable que le traitement fiscal incertain soit accepté, la position fiscale aux fins comptables doit rendre compte d'un degré d'incertitude approprié. Une position fiscale incertaine peut être réévaluée si de nouvelles informations modifient l'évaluation initiale. IFRIC 23 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019, selon l'approche rétrospective intégrale ou l'approche rétrospective modifiée. La société prévoit qu'IFRIC 23 aura une incidence négligeable sur les états financiers consolidés.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

La direction, notamment le président et chef de la direction et le vice-président directeur et chef des finances, a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière (le « CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPI ») au 31 décembre 2018. La direction a utilisé les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission pour évaluer la conception et l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPI étaient efficaces au 31 décembre 2018.

La société avait limité l'étendue et la conception du CIIF et des CPI afin d'en exclure les contrôles, politiques et procédures des actifs du Deep Basin, que la société a acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises le 17 mai 2017. Au cours du deuxième trimestre de 2018, la société a parachevé l'évaluation et l'intégration des contrôles, politiques et procédures des actifs du Deep Basin. Aucune faiblesse importante ou déficience significative n'a été observée durant l'intégration. Aucun changement n'a été apporté au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 qui aurait eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur le CIIF.

L'efficacité du CIIF de la société a fait l'objet d'un audit au 31 décembre 2018 par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet de comptables professionnels agréés indépendant, comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant que celui-ci a délivré et qui est joint aux états financiers consolidés audités de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Les systèmes de contrôle interne, aussi bien conçus soient-ils, comportent des limites qui leur sont inhérentes. Par conséquent, même si les systèmes de contrôle interne ont été jugés efficaces, ils ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable en ce qui a trait à la préparation et à la présentation des états financiers. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Cenovus entend exploiter son entreprise de façon responsable et intégrer ses principes en matière de responsabilité d'entreprise à son mode de conduite des affaires. Sa politique en matière de responsabilité d'entreprise oriente ses activités dans les domaines suivants : le leadership, la gouvernance d'entreprise et les pratiques commerciales, les ressources humaines, la performance environnementale, l'engagement des parties prenantes et des Autochtones et la participation de la collectivité et l'investissement dans celle-ci.

Nous avons publié en août 2018 notre rapport annuel en matière de responsabilité d'entreprise de 2017. Ce rapport fait état des efforts et de la performance de la direction dans les domaines précités eu égard à notre politique en matière de responsabilité d'entreprise, de même qu'en ce qui concerne d'autres questions d'ordre environnemental et social et de gouvernance qui comptent pour nos parties prenantes. Ce rapport indique également les distinctions que nous avons reçues de la part d'organismes externes pour notre engagement envers la responsabilité d'entreprise, et il peut être consulté sur notre site Web à l'adresse cenovus.com.

PERSPECTIVES

En 2019, nous prévoyons que la volatilité des prix des marchandises et les contraintes limitant l'accès aux marchés persisteront pour le pétrole lourd en provenance de l'Alberta. Le 2 décembre 2018, le gouvernement de l'Alberta a annoncé une réduction de la production de pétrole temporaire, obligatoire pour les producteurs de pétrole de l'Alberta, dans le but de comprimer les écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd, qui ont atteint des sommets encore jamais vus et affectent notre secteur d'activité. Nous avons déjà entrepris de réduire délibérément la production de nos installations de Foster Creek et de Christina Lake aux troisième et quatrième trimestres de 2018 à cause de la capacité de transport limitée et de la faiblesse du prix du pétrole brut; nous continuons de collaborer avec l'AER pour déterminer l'effet que la réduction de pétrole obligatoire aura sur Cenovus. Notre production devra être adaptée en conséquence, mais l'amélioration des prix du pétrole attendue de cette mesure devrait avoir une incidence positive sur nos flux de trésorerie.

Nous continuerons de rechercher des moyens d'accroître nos marges grâce au rendement opérationnel et à la domination du marché par les coûts, tout en mettant l'accent sur la sécurité et la fiabilité de nos activités. La gestion dynamique des engagements et des occasions d'accès aux marchés devrait nous permettre de concrétiser notre objectif qui consiste à atteindre une plus vaste clientèle afin d'obtenir un prix de vente plus élevé pour notre production de liquides. En 2018, nous avons renforcé notre position sur le plan de l'accès aux marchés à long terme en signant des ententes de transport ferroviaire visant l'acheminement d'environ 100 000 barils par jour de pétrole brut lourd vers diverses destinations situées sur la côte américaine du golfe du Mexique, lesquelles ententes nous procurent un moyen d'acheminer nos volumes de production hors Alberta vers un bassin de clients sur d'autres marchés, ainsi que d'atténuer quelque peu l'incidence de la congestion des pipelines sur les prix en ce qui concerne les volumes en question. Nous avons aussi récemment augmenté de 100 000 barils par jour notre capacité réservée sur l'oléoduc proposé Keystone XL. Nous croyons que les difficultés liées au transport auxquelles fait face notre secteur continueront d'avoir des répercussions défavorables sur les prix du pétrole lourd, ce qui met en relief la nécessité d'accroître le recours au transport ferroviaire au sein du secteur et d'approuver les projets de pipelines en Amérique du Nord pour qu'ils puissent aller de l'avant dès que possible.

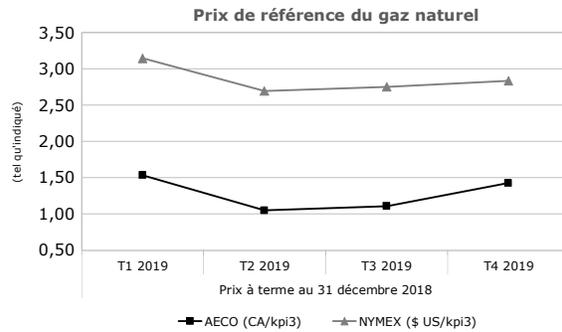
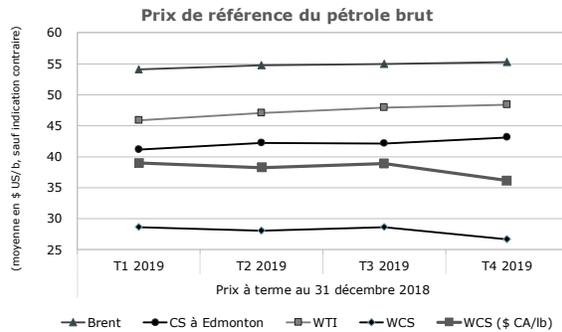
Grâce à une focalisation continue sur la discipline en matière de capital et les réductions de coûts, nous avons réduit les capitaux nécessaires pour maintenir nos activités de base et faire croître nos projets, facteur qui, à notre avis, confortera encore davantage à assurer notre résilience financière.

L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les 12 mois à venir.

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

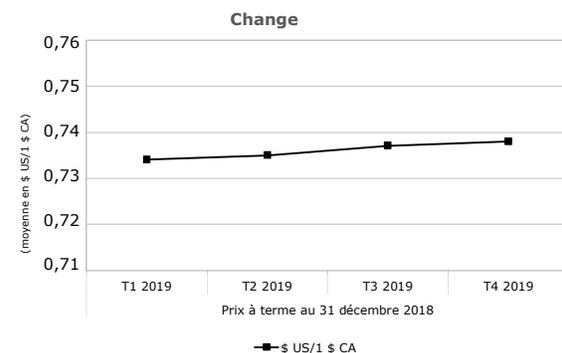
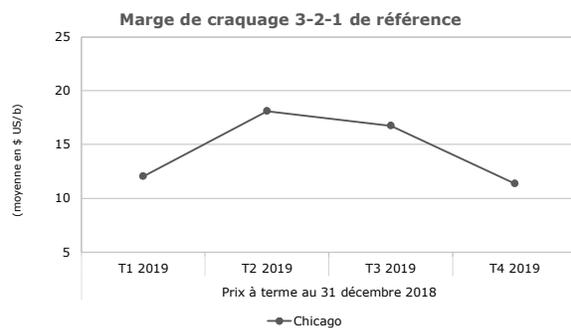
L'évolution future des prix relatifs à la production de pétrole brut de la société dépendra des facteurs suivants :

- La société s'attend à ce que les perspectives générales pour les prix du pétrole brut léger restent positives et fortement reliées à la décision de l'OPEP de réduire la production, arrêtée lors de la réunion de décembre 2018, à la rigueur des sanctions des États-Unis sur les exportations de pétrole brut iranien et au maintien de la croissance mondiale de la demande;
- Dans l'ensemble, la volatilité des prix du pétrole brut devrait s'apaiser, car les stocks reviendront à leurs niveaux historiques;
- La société s'attend à ce que l'écart Brent-WTI et l'écart WTI-WTS se résorbent une fois que la capacité additionnelle de transport pipelinier hors du bassin Permian deviendra disponible, au second semestre de 2019;
- La reconduction de la réduction de production par l'OPEP, la mise à exécution des sanctions envers l'Iran et le recul de la production vénézuélienne appuieront le récent rétrécissement des écarts mondiaux entre le prix du pétrole léger et celui du pétrole lourd;
- Selon la société, l'écart WTI-WCS restera en grande partie relié aux réductions de la production temporaires et obligatoires en Alberta, à l'éventuel démarrage du projet de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc. et à l'accroissement du transport ferroviaire, facteurs qui favoriseront l'abaissement des niveaux des stocks et le rétrécissement de l'écart par rapport aux récents records;
- La société estime que la réglementation de l'Organisation maritime internationale (l'« OMI ») sur le point d'être promulguée causera un élargissement de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, mais l'ampleur de cet élargissement reste incertaine;
- Cenovus est d'avis que les marges de craquage des raffineries continueront à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières, et se contracteront lorsque l'écart Brent-WTI le fera aussi.



Les prix du gaz naturel devraient demeurer problématiques à cause de la croissance continue de l'offre nord-américaine liée aux forages de gaz de schiste aux États-Unis et du gaz naturel provenant des gisements de pétrole. L'écart de base AECO devrait rester large parce que l'accroissement de l'offre dépassera probablement les limites de la capacité de transport pipelinier existante.

Cenovus s'attend à ce que la corrélation se poursuive entre le dollar canadien d'une part et les prix du pétrole brut, la vitesse à laquelle la Réserve fédérale américaine et la Banque du Canada majorent leurs taux directeurs l'une par rapport à l'autre et de nouveaux facteurs macroéconomiques d'autre part. La Banque du Canada a relevé son taux de référence à deux reprises en 2017 et trois fois de plus en 2018, ce qui marque une transition notable vers un resserrement de la politique monétaire.



Le risque lié aux écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd auquel est exposée la société dépend de l'équilibre mondial entre ces deux produits de base ainsi que des contraintes relatives au transport à l'échelle canadienne. Nous sommes préparés à une certaine volatilité des prix du pétrole brut. Nous avons toujours la possibilité d'atténuer l'incidence des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd au moyen des mesures suivantes :

- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent de traiter le brut lourd d'origine canadienne. Sur le plan de la chaîne de valeur, les raffineries sont en mesure de tirer parti à la fois de l'écart WTI-WCS pour le pétrole brut canadien et de l'écart Brent-WTI grâce à la vente de produits raffinés.
- Engagements et ententes en matière de transport – Nous apportons un soutien aux projets de transport servant à acheminer le pétrole brut des zones de production jusqu'aux marchés de consommation, notamment aux marchés côtiers. De plus, pour alléger en partie les contraintes limitant la capacité de transport à court terme, nous utilisons notre terminal de transport ferroviaire de pétrole brut et concluons des ententes avec des tiers en vue d'acheminer des volumes supplémentaires par transport ferroviaire.
- Ententes de commercialisation – Nous limitons l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant, directement avec les raffineurs, des contrats de livraison physique comprenant des composantes à prix fixe.
- Stockage dynamique – Notre capacité à recourir à l'importante capacité de stockage de nos réservoirs liés aux sables bitumineux nous donne la souplesse de choisir le calendrier de production et de vente de nos stocks. Nous poursuivons la gestion des taux de production de nos puits en fonction des contraintes limitant la capacité de transport pipelinier, de la capacité d'exportation de pétrole brut par transport ferroviaire et des écarts de prix du brut.
- Opérations de couverture financière – Nous limitons l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant des opérations financières fixant l'écart WTI-WCS.

La production de gaz naturel et de LGN associée à nos actifs du Deep Basin procure une meilleure intégration en amont des besoins relatifs aux carburants, aux solvants et à la fluidification de nos activités liées aux sables bitumineux.

Priorités pour 2019

Désendettement et rigueur en matière de dépenses d'investissement

En 2019, nous veillerons à poursuivre le désendettement de notre bilan et à conserver notre rigueur en matière de dépenses d'investissement dans le but de positionner la société de sorte qu'elle ait la souplesse nécessaire pour trouver un équilibre entre l'accroissement de la rémunération des actionnaires et les investissements méthodiques dans des projets de croissance à rendement élevé. Notre priorité demeure la résilience et la flexibilité financières tout en continuant d'assurer notre exploitation de manière sûre et fiable, élément qui reste prioritaire.

Nous prévoyons que les dépenses d'investissement de la société totaliseront entre 1,2 G\$ et 1,4 G\$ en 2019. Nous entendons consacrer la majeure partie du budget d'investissement de 2019 au maintien de la production tirée des sables bitumineux, tout en appuyant l'achèvement de l'expansion de la phase G de Christina Lake, qui est en avance sur son calendrier et devrait être terminée au deuxième trimestre de 2019. Nous avons une certaine latitude quant à la date de lancement de la production de cette phase et prendrons en considération certains facteurs, à savoir si la réduction de production imposée est levée et que l'accès aux marchés ainsi que les prix de référence du pétrole lourd se sont améliorés de façon soutenue. Étant donné la faiblesse actuelle des prix des marchandises et le maintien de notre objectif de réduction de la dette à court terme, nous adoptons une approche très méthodique à l'égard du Deep Basin dans une optique de réduction des coûts, d'amélioration de l'efficacité et de maximisation de la valeur. L'intégration demeure une partie importante de la stratégie globale de la société. Toutefois, certaines dépenses d'investissement seront aussi consacrées aux travaux d'entretien prévus des raffineries et à l'amélioration de la fiabilité de celles-ci.

Au 31 décembre 2018, l'encours de la dette nette se situait à 8,4 G\$. Du fait des fonds en caisse et du montant disponible au titre de notre facilité de crédit engagée, nous disposons de liquidités d'environ 5,3 G\$ au 31 décembre 2018.

À long terme, nous visons toujours un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0x. Nous avons pour objectif de maintenir une discipline rigoureuse en matière de capital et de gérer notre structure financière de façon à disposer de liquidités suffisantes à tous les stades du cycle économique.

Nous demeurons déterminés à accroître la valeur actionnariale au moyen de la domination du marché par les coûts, de la discipline en matière de capital ainsi que de la sécurité et de la fiabilité des activités. Ces engagements, combinés à nos actifs en amont de qualité supérieure et à notre propriété conjointe de solides installations de raffinage, devraient renforcer notre capacité à dégager des fonds provenant de l'exploitation disponibles et à poursuivre le désendettement du bilan en 2019.

Accès aux marchés

Les contraintes limitant l'accès aux marchés du pétrole brut canadien demeurent problématiques. Notre stratégie consiste à conserver des engagements fermes en matière de transport au moyen de l'accès aux pipelines, au transport ferroviaire et au transport maritime afin de soutenir notre plan de croissance, tout en réservant de la capacité aux fins d'optimisation. En 2018, nous avons considérablement progressé dans le renforcement de notre position sur le plan de l'accès à long terme aux marchés en concluant avec de grandes sociétés ferroviaires des ententes stratégiques de trois ans visant le transport d'environ 100 000 barils par jour de pétrole brut lourd depuis le nord de l'Alberta vers diverses destinations situées sur la côte américaine du golfe du Mexique. Les expéditions aux termes de ces ententes ont déjà commencé, et nous prévoyons atteindre les 100 000 barils par jour en 2019. Même si nous demeurons convaincus que la nouvelle capacité de transport pipelinier sera construite, ces ententes de transport ferroviaire nous aideront à acheminer notre pétrole vers des marchés à prix majorés. Nous nous attendons à compléter la capacité faisant l'objet d'engagements fermes à l'aide de solutions d'optimisation visant la fluidification, le stockage, le sourçage et les destinations afin de nous assurer de maximiser la marge pour chaque baril que nous produisons.

En plus des ententes de transport ferroviaire, nous avons aussi récemment augmenté notre capacité réservée sur l'oléoduc proposé Keystone XL. Compte tenu de cet oléoduc et du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain, nous disposons donc pour l'avenir d'une capacité de transport pipelinier éventuelle de 275 000 barils par jour pour acheminer nos produits vers la côte ouest et la côte américaine du golfe du Mexique.

Domination du marché par les coûts

Au cours des quatre dernières années, nous avons réalisé des améliorations considérables au chapitre des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien. Nous continuerons de rechercher des moyens d'améliorer les efficacités à l'échelle de Cenovus afin de réduire encore les dépenses d'investissement, les charges d'exploitation et les frais généraux et frais d'administration. Nous nous attendons aussi à réaliser des économies supplémentaires grâce aux améliorations touchant des aspects comme l'exécution des forages, la planification de la mise en valeur et l'optimisation de l'échéancier de mise en service des puits de sables bitumineux. Notre capacité de procéder à des améliorations durables et structurelles relativement aux coûts et aux marges viendra soutenir encore

davantage notre plan d'affaires, notre capacité d'adaptation financière et notre capacité de générer de la valeur pour les actionnaires.

Nous estimons que nos flux de trésorerie et les compressions de coûts à venir nous aideront à atteindre notre objectif d'un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0 x.

Avancement de la technologie et de l'innovation ciblées pour améliorer les marges

Nous avons toujours cru que la technologie et l'innovation sont des facteurs de différenciation dans notre secteur. En matière d'innovation, Cenovus cherche à accélérer l'adoption de solutions technologiques et de méthodes d'exploitation visant à accroître la sécurité, à réduire les coûts, à faire augmenter les marges bénéficiaires et à réduire les émissions. Pour la société, l'innovation s'entend des améliorations importantes et des développements révolutionnaires mis en œuvre pour générer de la valeur. Cenovus a l'intention de miser sur la collaboration externe en vue d'optimiser ses efforts de développement technologique en interne et ses dépenses à cet égard.

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Les estimations des réserves ont été préparées en date du 31 décembre 2018 par des évaluateurs de réserves indépendants agréés en conformité avec le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* et les exigences du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*. Les estimations se fondent sur la moyenne des prix prévisionnels établis par trois évaluateurs de réserves indépendants agréés au 1^{er} janvier 2019. Pour en savoir plus sur les réserves de la société et obtenir d'autres renseignements sur le pétrole et le gaz, se reporter à la rubrique intitulée « Données relatives aux réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » figurant dans notre notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Barils d'équivalent de pétrole – Les volumes de gaz naturel ont été convertis en barils d'équivalent de pétrole (« bep ») à raison de 6 kpi³ pour un baril. Les quantités exprimées en bep peuvent être trompeuses, surtout si elles sont employées isolément. Le facteur de conversion de 1 baril pour 6 kpi³ se fonde sur une méthode de conversion de l'énergie qui s'applique avant tout au bec du brûleur et ne correspond pas nécessairement à l'équivalence à la tête de puits. Comme le ratio de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement du facteur de conversion de l'énergie de 6:1, l'utilisation d'une conversion fondée sur un facteur de 6:1 ne donne pas une image fidèle de la valeur réellement obtenue.

Information prospective

Le présent document contient des énoncés prospectifs et des informations prospectives (collectivement, l'« information prospective »), selon la définition qu'en donnent les lois sur les valeurs mobilières applicables, notamment la loi américaine intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*, à propos des attentes, des estimations et des projections actuelles de la société fondées sur certaines hypothèses formulées par la société à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. La société estime que les prévisions énoncées dans cette information prospective sont raisonnables, mais rien ne garantit que ces prévisions se révéleront exactes.

L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « viser », « prévoir », « croire », « estimer », « déterminé à », « s'engager à », « planifier », « projeter », « avenir », « futur », « prévision », « cibler », « positionnement », « capacité », « pouvoir », « accent », « perspective », « indication », « éventuel », « priorité », « souhaiter », « sur la bonne voie », « calendrier », « stratégie », « à terme » ou des expressions analogues ainsi qu'à l'emploi du futur ou du conditionnel et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : notre stratégie et ses étapes déterminantes; les échéanciers et les mesures à prendre; notre objectif de maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts; notre volonté de réaliser les meilleures marges bénéficiaires; les plans que nous avons établis afin de conserver et de confirmer notre approche disciplinée en matière de finance en respectant l'équilibre entre la croissance et le rendement des actionnaires; l'accroissement constant de notre performance opérationnelle et le fait de nous montrer à la hauteur de notre réputation d'intégrité; la durée prévue des phases d'expansion des sables bitumineux et leur capacité de production prévue; les projections pour 2019 et par la suite et nos plans et stratégies élaborés pour leur réalisation; les prévisions à l'égard des taux de change et de leurs tendances; les occasions futures de mise en valeur du pétrole et du gaz naturel; le résultat d'exploitation et résultats financiers projetés, y compris les prix de vente, les coûts et les flux de trésorerie projetés; notre engagement à continuer de réduire la dette, notamment la cible à long terme du ratio dette nette/BAIIA ajusté; notre capacité à honorer les obligations de paiements à l'échéance; nos priorités et notre approche à l'égard des décisions en matière d'investissement et de l'affectation des capitaux; les dépenses d'investissement prévues, y compris leur montant, leur calendrier de réalisation et leurs sources de financement; tous les énoncés portant sur les prévisions pour 2018; la production future attendue, notamment le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci; l'effet de la réduction de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta; notre capacité à prendre des mesures pour atténuer les répercussions de tout élargissement des écarts de prix entre le WTI et le WCS; la prévision qu'en 2019, nos dépenses d'investissement et les dividendes en numéraire, le cas échéant, seront financés à l'aide des flux de trésorerie générés

en interne et des fonds en caisse; les réserves prévues; les capacités prévues, y compris relativement aux projets, au transport et au raffinage; tous les énoncés relatifs aux régimes de redevances gouvernementaux applicables à Cenovus, régimes qui sont susceptibles de changer; la préservation de la capacité d'adaptation financière et concrétisation des divers plans et stratégies sous-jacents; les réductions de coûts prévues et leur pérennité; les priorités, notamment pour 2019; répercussions futures des mesures réglementaires; les prix des marchandises, les écarts et les tendances projetés et l'incidence attendue; les répercussions éventuelles de divers risques, notamment ceux qui se rapportent aux prix des marchandises et aux changements climatiques; l'efficacité potentielle des stratégies de gestion des risques; les nouvelles normes comptables, le calendrier de leur adoption et leur incidence prévue sur les états financiers consolidés; la disponibilité et le remboursement des facilités de crédit; la vente éventuelle d'actifs; l'incidence attendue du paiement éventuel; l'utilisation et la mise au point futures de la technologie et les résultats futurs en découlant; la capacité de la société à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour exploiter avec efficacité ses actifs et réaliser des réductions de coûts attendues et futures; la croissance et le rendement pour les actionnaires projetés. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car nos résultats réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'élaboration de notre information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à Cenovus et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les prix prévisionnels du pétrole et du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés, les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et d'autres hypothèses précisées dans les prévisions de Cenovus pour 2019, disponibles sur cenovus.com; les dépenses d'investissement prévues, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les régimes de redevances applicables, notamment les taux de redevance prévus; les améliorations futures de la disponibilité de la capacité de transport des produits; l'augmentation du cours de notre action et de notre capitalisation boursière à long terme; le resserrement futur des écarts du pétrole brut; la réalisation de la capacité prévue de stocker des barils non encore produits dans nos réservoirs de sables bitumineux, notamment notre capacité d'effectuer la production et de réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la capacité de transport pipelinier s'améliore et les écarts du brut rétrécissent; le fait que la réduction de la production rendue obligatoire par le gouvernement de l'Alberta aura pour effet de rétrécir l'écart entre le prix du WTI et celui du WCS et, par ricochet, influera positivement sur les flux de trésorerie de Cenovus; l'atténuation de l'incidence d'un élargissement éventuel des écarts sur une partie de nos volumes de pétrole brut WCS grâce à notre capacité de raffinage, nos installations de stockage dynamique, nos engagements pipeliniers, nos opérations de couverture financière et nos plans d'augmenter notre capacité de transport ferroviaire; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; les estimations et les jugements comptables; l'utilisation et la mise au point de technologies à l'avenir et les résultats futurs prévus en découlant; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations ou de leurs étapes; notre capacité de dégager des flux de trésorerie suffisants pour nous acquitter de nos obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la réalisation des effets attendus de l'acquisition; l'intégration fructueuse des actifs du Deep Basin; notre capacité à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; notre capacité à avoir accès à des capitaux suffisants pour poursuivre les plans de mise en valeur; notre capacité à conclure des ventes d'actifs et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux prévisions actuelles de la société présentées plus loin; l'incidence prévue du paiement éventuel à ConocoPhillips; l'harmonisation des prix réalisés du WCS et des prix du WCS utilisés dans le calcul du paiement éventuel à ConocoPhillips; notre capacité à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour obtenir les résultats futurs escomptés; notre capacité à réaliser de manière fructueuse et dans les délais prévus des projets d'immobilisations ou leurs étapes de réalisation; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les indications pour 2019, mises à jour au 10 décembre 2018, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 66,50 \$ US/b; prix du WTI, 57,00 \$ US/b; WCS, 30,00 \$ US/b; prix du gaz naturel AECO, 1,75 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 16,50 \$ US/b; taux de change, 0,76 \$ US/\$ CA.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels figurent notamment les suivants : notre capacité à concrétiser les avantages prévus de l'acquisition et les synergies devant en découler; notre capacité à disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter les actifs de la société de manière efficace et efficace, ou de les mettre en place et de réaliser les résultats futurs attendus; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes; notre capacité de réaliser les incidences prévues de notre capacité de stocker des barils non encore produits dans nos réservoirs de sables bitumineux, notamment l'impossibilité d'effectuer la production et de réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la capacité de transport pipelinier et les écarts du brut se seront améliorés; la possibilité que la réduction de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta n'entraîne pas le rétrécissement escompté de l'écart entre le prix du brut WTI et celui du brut WCS ou la possibilité que ce rétrécissement ne suffise pas à produire un effet

favorable sur nos flux de trésorerie; l'efficacité de notre programme de gestion des risques, y compris l'effet des instruments financiers dérivés; l'efficacité de nos stratégies de couverture et la suffisance des liquidités; l'exactitude des estimations de coûts; les prix des marchandises, les cours du change et les taux d'intérêt; le manque d'harmonisation entre les prix réalisés du WCS et les prix du WCS servant au calcul du paiement éventuel à ConocoPhillips; l'offre et la demande de produits; l'exactitude des hypothèses relatives au cours de notre action et à notre capitalisation boursière; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents à nos activités de commercialisation, y compris les risques de crédit; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'acquiescer leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; notre capacité à maintenir les ratios dette nette/BAIIA ajusté et les ratios dette nette/capitaux permanents souhaitables; notre capacité de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables pour la société; la capacité de financer la croissance et de maintenir les dépenses d'investissement; la modification des notations de crédit accordées à la société ou à ses titres; les changements apportés aux plans ou à la stratégie en matière de dividendes, y compris le régime de réinvestissement des dividendes; la précision des estimations des réserves, de la production future et des produits nets futurs; l'exactitude de nos estimations et jugements comptables; notre capacité de remplacer et d'accroître nos réserves de pétrole et de gaz; les exigences éventuelles en vertu des normes comptables en vigueur devant s'appliquer de temps à autre en ce qui concerne la perte de valeur ou la reprise des montants recouvrables estimatifs de certains ou de la totalité de nos actifs ou du goodwill; notre capacité de maintenir nos relations avec nos partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter nos activités intégrées; la fiabilité de nos actifs, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; la survenance d'événements inattendus, comme les incendies, les mauvaises conditions météorologiques, les explosions, les éruptions, le matériel défectueux, les incidents reliés au transport et autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; les pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, les matériaux, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisés dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux; l'accueil éventuellement défavorable ou passager réservé aux nouveaux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie des combustibles fossiles; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du bitume et du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et à son application dans le cadre de nos activités; les risques liés aux changements climatiques et nos hypothèses à leur sujet; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; notre capacité d'assurer convenablement et de manière rentable le transport de nos produits, notamment le transport par pipeline, le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime ou une autre forme de transport, notamment pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées au réseau de pipelines; la disponibilité de talents essentiels et notre capacité à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; notre incapacité éventuelle à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; l'évolution de nos relations avec les syndicats; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le cadre réglementaire dans tous les territoires où nous exerçons des activités, notamment le processus d'autorisation réglementaire et les désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone, les changements climatiques et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; l'évolution de la conjoncture générale de l'économie, des marchés et des affaires; la situation politique et économique des pays dans lesquels nous exerçons des activités ou que nous approvisionnons; les risques de guerre, de menaces terroristes et l'instabilité connexe; les risques liés aux poursuites et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, nous visant.

Les énoncés portant sur les réserves sont réputés être de l'information prospective, car ils supposent l'évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les réserves décrites existent dans les quantités prévues ou estimées et qu'elles pourront être exploitées de manière rentable.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Des événements ou des situations peuvent faire en sorte que les résultats réels de la société diffèrent de manière significative des résultats estimés ou prévus exprimés, de manière expresse ou implicite, dans l'information prospective. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion pour la période close le 31 décembre 2018, lequel est disponible sur SEDAR à l'adresse sedar.com, sur EDGAR à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

ABRÉVIATIONS

Ci-après figurent les principales abréviations employées dans le présent document :

Pétrole brut		Gaz naturel	
b	baril	kpi ³	millier de pieds cubes
kb/j	millier de barils par jour	Mpi ³	million de pieds cubes
Mb	million de barils	Gpi ³	milliard de pieds cubes
bep	baril d'équivalent de pétrole	MBtu	million d'unités thermales britanniques
Mbep	million de barils d'équivalent de pétrole	GJ	gigajoule
WTI	West Texas Intermediate	AECO	Alberta Energy Company
WCS	West Canadian Select	NYMEX	New York Mercantile Exchange
CDB	Christina Dilbit Blend		
MSW	Mélange non corrosif mixte (<i>Mixed Sweet Blend</i>)		
WTS	West Texas Sour		

RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS

Les tableaux ci-après présentent un rapprochement des postes comprenant des prix nets opérationnels à la marge d'exploitation figurant dans les états financiers consolidés de la société.

Production totale provenant des activités poursuivies

Résultats financiers – activités d'exploitation poursuivies des actifs en amont

Exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Deep Basin ¹⁾	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne ²⁾	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	10 026	904	10 930	(4 993)	-	(179)	(69)	5 689
Redevances	473	72	545	-	-	-	-	545
Transport et fluidification	5 879	90	5 969	(4 993)	-	-	(4)	972
Charges d'exploitation	1 037	403	1 440	-	-	(179)	(37)	1 224
Taxe sur la production et impôts miniers	-	1	1	-	-	-	-	1
Prix nets opérationnels	2 637	338	2 975	-	-	-	(28)	2 947
(Profit) perte lié à la gestion des risques	1 551	26	1 577	-	-	-	-	1 577
Marge d'exploitation	1 086	312	1 398	-	-	-	(28)	1 370

Exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Deep Basin ¹⁾	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne ²⁾	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	7 362	555	7 917	(3 050)	-	-	(45)	4 822
Redevances	230	41	271	-	-	-	-	271
Transport et fluidification	3 704	56	3 760	(3 050)	-	-	(1)	709
Charges d'exploitation	934	250	1 184	-	-	-	(77)	1 107
Taxe sur la production et impôts miniers	-	1	1	-	-	-	-	1
Prix nets opérationnels	2 494	207	2 701	-	-	-	33	2 734
(Profit) perte lié à la gestion des risques	307	-	307	-	-	-	-	307
Marge d'exploitation	2 187	207	2 394	-	-	-	33	2 427

Exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Deep Basin ¹⁾	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne ²⁾	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	2 929	-	2 929	(1 402)	-	-	(2)	1 525
Redevances	9	-	9	-	-	-	-	9
Transport et fluidification	1 721	-	1 721	(1 402)	44	-	-	363
Charges d'exploitation	501	-	501	-	-	-	(4)	497
Taxe sur la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	-	-	-
Prix nets opérationnels	698	-	698	-	(44)	-	2	656
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(179)	-	(179)	-	-	-	-	(179)
Marge d'exploitation	877	-	877	-	(44)	-	2	835

1) *Figurant à la note 1 des états financiers consolidés.*

2) *Représente les volumes de gaz naturel produits par le secteur Deep Basin servant à la consommation interne par le secteur Sables bitumineux.*

Trimestre clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ³⁾	Deep Basin ³⁾	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne ⁴⁾	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	1 380	190	1 570	(1 026)	-	(48)	(20)	476
Redevances	(39)	10	(29)	-	-	-	-	(29)
Transport et fluidification	1 263	18	1 281	(1 026)	-	-	-	255
Charges d'exploitation	248	100	348	-	-	(48)	(9)	291
Taxe sur la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	-	-	-
Prix nets opérationnels	(92)	62	(30)	-	-	-	(11)	(41)
(Profit) perte lié à la gestion des risques	86	-	86	-	-	-	-	86
Marge d'exploitation	(178)	62	(116)	-	-	-	(11)	(127)

3) *Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.*

4) *Représente les volumes de gaz naturel produits par le secteur Deep Basin servant à la consommation interne par le secteur Sables bitumineux.*

Trimestre clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Deep Basin ¹⁾	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne ²⁾	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	2 424	231	2 655	(990)	-	-	(15)	1 650
Redevances	113	20	133	-	-	-	-	133
Transport et fluidification	1 193	24	1 217	(990)	(1)	-	2	228
Charges d'exploitation	271	94	365	-	-	-	(15)	350
Taxe sur la production et impôts miniers	-	1	1	-	-	-	-	1
Prix nets opérationnels	847	92	939	-	1	-	(2)	938
(Profit) perte lié à la gestion des risques	235	-	235	-	-	-	-	235
Marge d'exploitation	612	92	704	-	1	-	(2)	703

1) Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.

2) Représente les volumes de gaz naturel produits par le secteur Deep Basin servant à la consommation interne par le secteur Sables bitumineux.

Sables bitumineux

Exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements				Selon les états financiers consolidés ³⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	2 531	2 489	5 020	1	4 993	-	12	10 026
Redevances	371	102	473	-	-	-	-	473
Transport et fluidification	495	391	886	-	4 993	-	-	5 879
Charges d'exploitation	532	492	1 024	2	-	-	11	1 037
Prix nets opérationnels	1 133	1 504	2 637	(1)	-	-	1	2 637
(Profit) perte lié à la gestion des risques	683	868	1 551	-	-	-	-	1 551
Marge d'exploitation	450	636	1 086	(1)	-	-	1	1 086

Exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements				Selon les états financiers consolidés ³⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	1 945	2 345	4 290	8	3 050	-	14	7 362
Redevances	178	52	230	-	-	-	-	230
Transport et fluidification	387	266	653	-	3 050	-	1	3 704
Charges d'exploitation	465	403	868	9	-	-	57	934
Prix nets opérationnels	915	1 624	2 539	(1)	-	-	(44)	2 494
(Profit) perte lié à la gestion des risques	131	176	307	-	-	-	-	307
Marge d'exploitation	784	1 448	2 232	(1)	-	-	(44)	2 187

Exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements				Selon les états financiers consolidés ³⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	773	736	1 509	16	1 402	-	2	2 929
Redevances	-	9	9	-	-	-	-	9
Transport et fluidification	225	137	362	1	1 402	(44)	-	1 721
Charges d'exploitation	269	217	486	11	-	-	4	501
Prix nets opérationnels	279	373	652	4	-	44	(2)	698
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(90)	(89)	(179)	-	-	-	-	(179)
Marge d'exploitation	369	462	831	4	-	44	(2)	877

3) Figurant à la note 1 des états financiers consolidés.

Trimestre clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	265	84	349	-	1 026	-	5	1 380
Redevances	(5)	(34)	(39)	-	-	-	-	(39)
Transport et fluidification	141	96	237	-	1 026	-	-	1 263
Charges d'exploitation	123	121	244	1	-	-	3	248
Prix nets opérationnels	6	(99)	(93)	(1)	-	-	2	(92)
(Profit) perte lié à la gestion des risques	45	41	86	-	-	-	-	86
Marge d'exploitation	(39)	(140)	(179)	(1)	-	-	2	(178)

Trimestre clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	626	804	1 430	1	990	-	3	2 424
Redevances	91	22	113	-	-	-	-	113
Transport et fluidification	106	96	202	-	990	1	-	1 193
Charges d'exploitation	137	123	260	3	-	-	8	271
Prix nets opérationnels	292	563	855	(2)	-	(1)	(5)	847
(Profit) perte lié à la gestion des risques	98	137	235	-	-	-	-	235
Marge d'exploitation	194	426	620	(2)	-	(1)	(5)	612

1) *Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.*

Deep Basin

Exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements	Selon les états financiers consolidés ²⁾
	Total	Autres ³⁾		Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	847	57		904
Redevances	72	-		72
Transport et fluidification	86	4		90
Charges d'exploitation	377	26		403
Taxe sur la production et impôts miniers	1	-		1
Prix nets opérationnels	311	27		338
(Profit) perte lié à la gestion des risques	26	-		26
Marge d'exploitation	285	27		312

Exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements	Selon les états financiers consolidés ²⁾
	Total	Autres ³⁾		Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	524	31		555
Redevances	41	-		41
Transport et fluidification	56	-		56
Charges d'exploitation	230	20		250
Taxe sur la production et impôts miniers	1	-		1
Prix nets opérationnels	196	11		207
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-		-
Marge d'exploitation	196	11		207

2) *Figurant à la note 1 des états financiers consolidés.*

3) *Reflètent la marge d'exploitation des installations de traitement.*

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Total	Autres ²⁾	Total – Deep Basin
Trimestre clos le			
31 décembre 2018 (en millions de dollars)			
Chiffre d'affaires brut	175	15	190
Redevances	10	-	10
Transport et fluidification	18	-	18
Charges d'exploitation	94	6	100
Taxe sur la production et impôts miniers	-	-	-
Prix nets opérationnels	53	9	62
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-
Marge d'exploitation	53	9	62
	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Total	Autres ²⁾	Total – Deep Basin
Trimestre clos le			
31 décembre 2017 (en millions de dollars)			
Chiffre d'affaires brut	219	12	231
Redevances	20	-	20
Transport et fluidification	26	(2)	24
Charges d'exploitation	87	7	94
Taxe sur la production et impôts miniers	1	-	1
Prix nets opérationnels	85	7	92
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-
Marge d'exploitation	85	7	92

1) Figurant à la note 1 des états financiers consolidés intermédiaires.
2) Représentent la marge d'exploitation des installations de traitement.

Le tableau qui suit présente les volumes de vente utilisés pour calculer les prix nets opérationnels.

Volumes de vente

	Trimestres clos les		Exercices clos les 31 décembre		
	31 décembre 2018	31 décembre 2017	2018	2017	2016
(en barils par jour, sauf indication contraire)					
Sables bitumineux					
Foster Creek	143 928	143 586	162 685	121 806	69 647
Christina Lake	186 530	193 734	204 016	161 514	79 481
Total – pétrole brut tiré des Sables bitumineux	330 458	337 320	366 701	283 320	149 128
Gaz naturel (en Mpi ³ par jour)	-	7	1	10	17
Total – Sables bitumineux (en bep par jour)	330 458	338 524	366 905	284 984	151 961
Deep Basin					
Total – liquides	28 111	33 147	32 454	20 850	-
Gaz naturel (en Mpi ³ par jour)	469	509	527	316	-
Total – Deep Basin (en bep par jour)	106 232	117 931	120 258	73 492	-
Déduire : consommation interne³⁾ (en Mpi ³ par jour)	(310)	-	(306)	-	-
Ventes – activités poursuivies³⁾ (en bep par jour)	385 023	456 455	436 163	358 476	151 962

3) Moins les volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux.



Cenovus Energy Inc.

États financiers consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2018

(en dollars canadiens)

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Exercice clos le 31 décembre 2018

TABLE DES MATIÈRES

RAPPORT DE LA DIRECTION.....	3
RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT	4
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS	6
ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL.....	7
ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE	8
ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	9
TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE	10
NOTES ANNEXES.....	11
1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE ET INFORMATIONS SECTORIELLES	11
2. BASE D'ÉTABLISSEMENT ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ	14
3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES	14
4. MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES.....	25
5. JUGEMENTS COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE ET PRINCIPALES SOURCES D'INCERTITUDE RELATIVE AUX ESTIMATIONS	26
6. CHARGES FINANCIÈRES.....	29
7. (PROFIT) PERTE DE CHANGE, MONTANT NET.....	29
8. SORTIES	29
9. ACQUISITION	29
10. CHARGES DE DÉPRÉCIATION ET REPRISES.....	32
11. ACTIFS DISPONIBLES À LA VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES.....	35
12. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT	36
13. MONTANTS PAR ACTION.....	39
14. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE.....	39
15. COMPTES DÉBITEURS ET PRODUITS À RECEVOIR	39
16. STOCKS	40
17. ACTIFS DE PROSPECTION ET D'ÉVALUATION	40
18. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, MONTANT NET	41
19. AUTRES ACTIFS	42
20. GOODWILL	42
21. COMPTES CRÉDITEURS ET CHARGES À PAYER	42
22. DETTE À LONG TERME ET STRUCTURE FINANCIÈRE	42
23. PAIEMENT CONDITIONNEL	45
24. PROVISIONS AU TITRE DE CONTRATS DÉFICITAIRES	45
25. PASSIFS RELATIFS AU DÉMANTÈLEMENT.....	46
26. AUTRES PASSIFS.....	46
27. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AUTRES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI.....	47
28. CAPITAL SOCIAL	50
29. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	51
30. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS	51
31. CHARGES DE PERSONNEL	53
32. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES	54
33. INSTRUMENTS FINANCIERS.....	54
34. GESTION DES RISQUES	57
35. INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE	60
36. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS.....	61
37. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE	62

RAPPORT DE LA DIRECTION

Responsabilité de la direction relativement aux états financiers consolidés

La direction est responsable des états financiers consolidés ci-joints de Cenovus Energy Inc. Les états financiers consolidés ont été établis par la direction en dollars canadiens selon les Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board et comprennent certaines estimations que la direction a jugées les plus appropriées.

Le conseil d'administration a approuvé l'information contenue dans les états financiers consolidés. Il s'acquitte de sa responsabilité à l'égard de ces états financiers principalement par l'entremise de son comité d'audit, formé de cinq administrateurs indépendants. Le comité d'audit a un mandat écrit qui respecte les exigences actuelles des lois canadiennes sur les valeurs mobilières et de la loi américaine intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et, en principe, il se conforme volontairement aux lignes directrices sur les comités d'audit établies par la New York Stock Exchange. Le comité d'audit se réunit avec la direction et les auditeurs indépendants au moins une fois par trimestre pour passer en revue et approuver les états financiers consolidés et le rapport de gestion intermédiaires avant leur publication, et une fois par année pour examiner les états financiers consolidés et le rapport de gestion annuels et recommander leur approbation au conseil d'administration.

Évaluation faite par la direction relativement aux contrôles internes à l'égard de l'information financière

La direction est aussi responsable de la mise en place et du maintien d'un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière. Le système de contrôle interne a été conçu de façon à fournir à la direction une assurance raisonnable eu égard à la préparation et à la présentation des états financiers consolidés.

Les systèmes de contrôle interne, aussi bien conçus soient-ils, comportent des limites qui leur sont inhérentes. Par conséquent, même les systèmes jugés les plus efficaces ne peuvent donner qu'une assurance raisonnable de la qualité de la préparation et de la présentation des états financiers. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

La direction a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2018, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2018.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet de comptables professionnels agréés indépendant, a été mandaté pour effectuer l'audit et exprimer des opinions indépendantes sur les états financiers consolidés et sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2018, lesquelles sont exprimées dans son rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant daté du 12 février 2019. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. a exprimé de telles opinions.

/s/ Alexander J. Pourbaix

Alexander J. Pourbaix
Président et
chef de la direction
de Cenovus Energy Inc.

/s/ Jonathan M. McKenzie

Jonathan M. McKenzie
Vice-président directeur
et chef des finances
de Cenovus Energy Inc.

Le 12 février 2019



RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Aux actionnaires et au conseil d'administration de Cenovus Energy Inc.

Opinions sur les états financiers consolidés et le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons effectué l'audit des états consolidés de la situation financière ci-joints de Cenovus Energy Inc. et de ses filiales (ensemble, la « société ») aux 31 décembre 2018 et 2017 ainsi que des états consolidés des résultats, du résultat global et des variations des capitaux propres et des tableaux consolidés des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2018, y compris les notes annexes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Nous avons aussi audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2018 selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission.

À notre avis, les états financiers consolidés susmentionnés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2018 et 2017 ainsi que des résultats consolidés de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2018 selon les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board. En outre, à notre avis, la société maintenait, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2018 selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)* publié par le COSO.

Fondement des opinions

La direction est responsable de ces états financiers consolidés en ce qui a trait au maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de son évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière présentée dans l'évaluation ci-jointe faite par la direction relativement aux contrôles internes à l'égard de l'information financière. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés ainsi qu'une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société en nous fondant sur nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (« PCAOB ») et nous sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits selon les normes du PCAOB. Ces normes exigent que les audits soient planifiés et exécutés de manière à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et qu'un contrôle interne efficace de l'information financière a été maintenu, à tous les égards importants.

Nos audits des états financiers consolidés ont comporté la mise en œuvre de procédures pour évaluer les risques d'anomalies significatives dans les états financiers consolidés, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures pour répondre à ces risques. Ces procédures ont compris le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Nos audits ont également compris l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation de l'ensemble des états financiers consolidés. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à l'expression de nos opinions.

*PricewaterhouseCoopers LLP/s.r.l./s.e.n.c.r.l.
Suncor Energy Centre, 111 5th Avenue SW, Suite 3100, East Tower, Calgary, Alberta, Canada T2P 5L3
Tél. : +1 403 509 7500, Téléc. : +1 403 781 1825*



Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui i) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; ii) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la société; et iii) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourraient avoir une incidence significative sur les états financiers consolidés.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

/s/ PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptables professionnels agréés
Calgary (Alberta) Canada

Le 12 février 2019

Nous agissons à titre d'auditeur de la société depuis 2008.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	Notes	2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires	1			
Chiffre d'affaires brut		21 389	17 314	11 015
Moins les redevances		545	271	9
		20 844	17 043	11 006
Charges	1			
Marchandises achetées		8 744	8 033	6 978
Frais de transport et de fluidification		5 942	3 748	1 715
Charges d'exploitation		2 184	1 949	1 239
Taxes sur la production et impôts miniers		1	1	-
(Profit) perte à la gestion des risques	33	305	896	401
Amortissement et épuisement	10,18	2 131	1 838	931
Coûts de prospection	10,17	2 123	888	2
Frais généraux et frais d'administration		391	300	318
Provisions au titre de contrats déficitaires	24	629	8	8
Charges financières	6	627	645	390
Produit d'intérêts		(19)	(62)	(52)
(Profit) perte de change, montant net	7	854	(812)	(198)
Profit à la réévaluation	9	-	(2 555)	-
Coûts de transaction	9	-	56	-
Réévaluation du paiement conditionnel	23	50	(138)	-
Frais de recherche		25	36	36
(Profit) perte à la sortie d'actifs	8	795	1	6
Autres (produits) charges, montant net		(12)	(5)	34
Résultat découlant des activités poursuivies, avant impôt		(3 926)	2 216	(802)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	12	(1 010)	(52)	(343)
Résultat net découlant des activités poursuivies		(2 916)	2 268	(459)
Résultat net découlant des activités abandonnées	11	247	1 098	(86)
Résultat net		(2 669)	3 366	(545)
Résultat de base et dilué par action (\$)	13			
Activités poursuivies		(2,37)	2,06	(0,55)
Activités abandonnées		0,20	0,99	(0,10)
Résultat net par action		(2,17)	3,05	(0,65)

Se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)

	Notes	2018	2017	2016
Résultat net		(2 669)	3 366	(545)
Autres éléments du résultat global, après impôt	29			
<i>Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :</i>				
Écarts actuariels liés aux prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi		(3)	9	(3)
Variations de la juste valeur des instruments de capitaux propres évalués à la JVAERG ¹⁾		1	(1)	(1)
<i>Éléments qui pourraient être reclassés en résultat net :</i>				
Écart de change		397	(275)	(106)
Total des autres éléments du résultat global, après impôt		395	(267)	(110)
Résultat global		(2 274)	3 099	(655)

1) Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (« JVAERG »).

Se reporter aux notes annexes des états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

31 décembre

(en millions de dollars)

	Notes	2018	2017
Actif			
Actif courant			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	781	610
Comptes débiteurs et produits à recevoir	15	1 238	1 830
Impôt sur le résultat à recouvrer		-	68
Stocks	16	1 013	1 389
Gestion des risques	33,34	163	63
Actifs disponibles à la vente	11	-	1 048
Total de l'actif courant		3 195	5 008
Actifs de prospection et d'évaluation	1,17	785	3 673
Immobilisations corporelles, montant net	1,18	28 698	29 596
Impôt sur le résultat à recouvrer		160	311
Gestion des risques	33,34	-	2
Autres actifs	19	64	71
Goodwill	1,20	2 272	2 272
Total de l'actif		35 174	40 933
Passif et capitaux propres			
Passif courant			
Comptes créditeurs et charges à payer	21	1 833	2 627
Partie courante de la dette à long terme	22	682	-
Paiement conditionnel	23	15	38
Provisions au titre de contrats déficitaires	24	50	8
Impôt sur le résultat à payer		17	129
Gestion des risques	33,34	3	1 031
Passifs liés aux actifs disponibles à la vente	11	-	603
Total du passif courant		2 600	4 436
Dette à long terme	22	8 482	9 513
Paiement conditionnel	23	117	168
Provisions au titre de contrats déficitaires	24	613	37
Gestion des risques	33,34	-	20
Passifs relatifs au démantèlement	25	875	1 029
Autres passifs	26	158	136
Impôt différé	12	4 861	5 613
Total du passif		17 706	20 952
Capitaux propres		17 468	19 981
Total du passif et des capitaux propres		35 174	40 933
Engagements et éventualités	36		

Se reporter aux notes annexes des états financiers consolidés.

Approuvé par le conseil d'administration.

/s/ Patrick D. Daniel

Patrick D. Daniel
Administrateur
Cenovus Energy Inc.

/s/ Colin Taylor

Colin Taylor
Administrateur
Cenovus Energy Inc.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(en millions de dollars)

	Capital social (note 28)	Surplus d'apport (note 28)	Résultats non distribués	CAERG ¹⁾ (note 29)	Total
31 décembre 2015	5 534	4 330	1 507	1 020	12 391
Résultat net	-	-	(545)	-	(545)
Autres éléments du résultat global	-	-	-	(110)	(110)
Total du résultat global	-	-	(545)	(110)	(655)
Charge de rémunération fondée sur des actions	-	20	-	-	20
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	(166)	-	(166)
31 décembre 2016	5 534	4 350	796	910	11 590
Résultat net	-	-	3 366	-	3 366
Autres éléments du résultat global	-	-	-	(267)	(267)
Total du résultat global	-	-	3 366	(267)	3 099
Actions ordinaires émises	5 506	-	-	-	5 506
Charge de rémunération fondée sur des actions	-	11	-	-	11
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	(225)	-	(225)
31 décembre 2017	11 040	4 361	3 937	643	19 981
Résultat net	-	-	(2 669)	-	(2 669)
Autres éléments du résultat global	-	-	-	395	395
Total du résultat global	-	-	(2 669)	395	(2 274)
Charge de rémunération fondée sur des actions	-	6	-	-	6
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	(245)	-	(245)
31 décembre 2018	11 040	4 367	1 023	1 038	17 468

1) Cumul des autres éléments du résultat global.

Se reporter aux notes annexes des états financiers consolidés.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)

	Notes	2018	2017	2016
Activités d'exploitation				
Résultat net		(2 669)	3 366	(545)
Amortissement et épuisement	18	2 131	2 030	1 498
Coûts de prospection	17	2 123	890	2
Impôt différé	12	(794)	583	(209)
(Profit latent) perte latente à la gestion des risques	33	(1 249)	729	554
(Profit) perte de change latent(e)	7	649	(857)	(189)
Profit à la réévaluation	9	-	(2 555)	-
Réévaluation du paiement conditionnel	23	50	(138)	-
(Profit) perte sur les activités abandonnées	11	(301)	(1 285)	-
(Profit) perte à la sortie d'actifs	8	795	1	6
Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement	25	63	128	130
Provisions au titre de contrats déficitaires, moins la trésorerie versée	24	618	(8)	53
Autres pertes de valeur d'actifs	10	-	-	30
Perte (profit) de change réalisée à l'égard d'éléments hors exploitation		206	(18)	1
Autres		52	48	92
Variation nette des autres actifs et passifs		(72)	(107)	(91)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie		552	252	(471)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		2 154	3 059	861
Activités d'investissement				
Acquisition, moins la trésorerie acquise	9	-	(14 565)	-
Dépenses d'investissement – actifs de prospection et d'évaluation	17	(55)	(147)	(67)
Dépenses d'investissement – immobilisations corporelles	18	(1 322)	(1 523)	(967)
Produit de la sortie d'actifs	8, 11	1 050	3 210	8
Variation nette des placements et autres		9	-	(1)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie		(295)	159	(52)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement		(613)	(12 866)	(1 079)
Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net				
		1 541	(9 807)	(218)
Activités de financement				
Émission de titres d'emprunt à long terme	35	-	3 842	-
(Remboursement) de titres d'emprunt à long terme	22	(1 144)	-	-
Emission (remboursement) de titres d'emprunt à long terme renouvelables, montant net	22	(20)	32	-
Emission de titres d'emprunt aux termes de la facilité de crédit-relais liée à la vente d'actifs	22	-	3 569	-
(Remboursement) de titres d'emprunt aux termes de la facilité de crédit-relais liée à la vente d'actifs	22	-	(3 600)	-
Actions ordinaires émises, moins les frais d'émission	28	-	2 899	-
Dividendes sur les actions ordinaires	13	(245)	(225)	(166)
Autres		(1)	(2)	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement		(1 410)	6 515	(168)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en monnaies étrangères		40	182	1
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		171	(3 110)	(385)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice		610	3 720	4 105
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice		781	610	3 720

Se reporter aux notes annexes des états financiers consolidés.

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE ET INFORMATIONS SECTORIELLES

Cenovus Energy Inc. et ses filiales (collectivement, « Cenovus » ou la « société ») sont engagées dans la mise en valeur, la production et la commercialisation de pétrole brut, de liquides de gaz naturel (« LGN ») et de gaz naturel au Canada; elles mènent aussi des activités de commercialisation et possèdent des installations de raffinage aux États-Unis.

Cenovus est constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, et ses actions sont cotées à la Bourse de Toronto (« TSX ») et à celle de New York (« NYSE »). Son siège social et bureau administratif est situé au 2600, 500 Centre Street S.E., Calgary (Alberta) T2G 1A6, Canada. L'information sur la base d'établissement des présents états financiers consolidés de la société se trouve à la note 2.

La direction a établi les secteurs opérationnels en fonction de renseignements examinés périodiquement aux fins de prise de décisions, d'affectation des ressources et d'évaluation de la performance opérationnelle par les principaux décideurs de Cenovus en ce qui a trait aux activités d'exploitation. La société évalue la performance financière de ses secteurs opérationnels principalement en fonction des marges d'exploitation. Les secteurs à présenter de la société sont les suivants :

- **Sables bitumineux**, secteur comprenant la mise en valeur et la production de bitume dans le nord-est de l'Alberta. Les actifs de bitume de Cenovus comprennent Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, de même que des projets aux premiers stades de la mise en valeur. La participation de la société dans certains de ses gisements exploités dans le secteur des sables bitumineux, notamment Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, est passée de 50 % à 100 % le 17 mai 2017.
- **Deep Basin**, secteur comprenant environ 2,8 millions d'acres nettes de terrains, principalement dans les zones d'exploitation Elmworth-Wapiti, Kaybob-Edson et Clearwater, riches en gaz naturel et en LGN. Les actifs sont situés en Alberta et en Colombie-Britannique et comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement du gaz naturel. Les actifs du Deep Basin ont été acquis le 17 mai 2017.
- **Raffinage et commercialisation**, secteur responsable du transport, de la vente et du raffinage du pétrole brut transformé en pétrole raffiné et en produits chimiques. Cenovus détient, conjointement avec Phillips 66, société américaine non liée cotée en bourse, deux raffineries situées aux États-Unis. De plus, Cenovus possède et exploite un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut en Alberta. Le secteur Raffinage et commercialisation coordonne les projets de commercialisation et de transport qu'entreprend Cenovus pour optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle. La commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel provenant du Canada, y compris les ventes de produits physiques réglées aux États-Unis, est considérée comme étant effectuée par une entreprise canadienne. Les achats et les ventes de pétrole brut et de gaz naturel provenant des États-Unis sont affectés aux activités américaines.
- **Activités non sectorielles et éliminations**, secteur comprenant essentiellement les profits et pertes latents comptabilisés sur les instruments financiers dérivés, les profits et pertes à la sortie d'actifs et les frais généraux et frais d'administration, les frais de financement et les frais de recherche liés à l'ensemble des activités de Cenovus. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit ou la perte réalisé est comptabilisé dans le secteur à présenter auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations comprennent les ajustements au titre de l'usage interne de la production de gaz naturel entre les secteurs, des services de transbordement fournis au secteur Sables bitumineux par le terminal de transport ferroviaire de la société, de la production de pétrole brut utilisée comme charges d'alimentation par le secteur Raffinage et commercialisation et du résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks. Les éliminations sont inscrites aux prix de transfert selon les prix en vigueur sur le marché. Le secteur Activités non sectorielles et éliminations est imputé au Canada, hormis le profit ou la perte latent lié à la gestion des risques, qui est imputé au pays de résidence de l'entité effectuant l'opération concernée.

En 2017, la société annonçait son intention de se départir de son secteur Hydrocarbures classiques, notamment les actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, le projet de récupération assistée des hydrocarbures au dioxyde de carbone de Weyburn et le pétrole brut classique, les actifs de LGN et de gaz naturel des zones Suffield et Palliser dans le sud de l'Alberta. Par conséquent, le résultat d'exploitation connexe a été inscrit à titre d'activités abandonnées (se reporter à la note 11). Au 5 janvier 2018, la totalité des actifs du secteur Hydrocarbures classiques était vendue.

Les tableaux qui suivent présentent l'information financière d'abord par secteur et, ensuite, par produit et par emplacement géographique.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

A) Résultats d'exploitation – Informations sectorielles et opérationnelles

Exercices clos les 31 décembre	Sables bitumineux			Deep Basin			Raffinage et commercialisation		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires									
Chiffre d'affaires brut	10 026	7 362	2 929	904	555	-	11 183	9 852	8 439
Moins les redevances	473	230	9	72	41	-	-	-	-
	9 553	7 132	2 920	832	514	-	11 183	9 852	8 439
Charges									
Marchandises achetées	-	-	-	-	-	-	9 261	8 476	7 325
Frais de transport et de fluidification	5 879	3 704	1 721	90	56	-	-	-	-
Charges d'exploitation	1 037	934	501	403	250	-	927	772	742
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	1	1	-	-	-	-
(Profit) perte à la gestion des risques	1 551	307	(179)	26	-	-	(1)	6	26
Marge d'exploitation	1 086	2 187	877	312	207	-	996	598	346
Amortissement et épuisement	1 439	1 230	655	412	331	-	222	215	211
Coûts de prospection	6	888	2	2 117	-	-	-	-	-
Résultat sectoriel	(359)	69	220	(2 217)	(124)	-	774	383	135

Exercices clos les 31 décembre	Activités non sectorielles et éliminations			Résultat consolidé		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	(724)	(455)	(353)	21 389	17 314	11 015
Moins les redevances	-	-	-	545	271	9
	(724)	(455)	(353)	20 844	17 043	11 006
Charges						
Marchandises achetées	(517)	(443)	(347)	8 744	8 033	6 978
Frais de transport et de fluidification	(27)	(12)	(6)	5 942	3 748	1 715
Charges d'exploitation	(183)	(7)	(4)	2 184	1 949	1 239
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	1	1	-
(Profit) perte à la gestion des risques	(1 271)	583	554	305	896	401
Amortissement et épuisement	58	62	65	2 131	1 838	931
Coûts de prospection	-	-	-	2 123	888	2
Résultat sectoriel	1 216	(638)	(615)	(586)	(310)	(260)
Frais généraux et frais d'administration	391	300	318	391	300	318
Provisions au titre de contrats déficitaires	629	8	8	629	8	8
Charges financières	627	645	390	627	645	390
Produit d'intérêts	(19)	(62)	(52)	(19)	(62)	(52)
(Profit) perte de change, montant net	854	(812)	(198)	854	(812)	(198)
Profit à la réévaluation	-	(2 555)	-	-	(2 555)	-
Coûts de transaction	-	56	-	-	56	-
Réévaluation du paiement conditionnel	50	(138)	-	50	(138)	-
Frais de recherche	25	36	36	25	36	36
(Profit) perte à la sortie d'actifs	795	1	6	795	1	6
Autres (produits) charges, montant net	(12)	(5)	34	(12)	(5)	34
	3 340	(2 526)	542	3 340	(2 526)	542
Résultat découlant des activités poursuivies, avant impôt				(3 926)	2 216	(802)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat				(1 010)	(52)	(343)
Résultat net découlant des activités poursuivies				(2 916)	2 268	(459)

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

B) Produits des activités ordinaires par produit

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
En amont			
Pétrole brut	9 662	7 184	2 902
Gaz naturel	321	235	16
LGN	333	184	-
Autres	69	43	2
Produits raffinés	9 032	7 312	5 972
Optimisation du marché	2 151	2 540	2 467
Activités non sectorielles et éliminations	(724)	(455)	(353)
Produits d'exploitation liés aux activités poursuivies	20 844	17 043	11 006

C) Information géographique

Exercices clos les 31 décembre	Produits des activités ordinaires		
	2018	2017	2016
Canada	11 695	9 723	4 978
États-Unis	9 149	7 320	6 028
Résultat consolidé	20 844	17 043	11 006

Aux 31 décembre	Actif non courant ¹⁾	
	2018	2017
Canada ²⁾	27 644	31 756
États-Unis	4 175	3 856
Résultat consolidé	31 819	35 612

1) Rend compte des actifs de prospection et d'évaluation, des immobilisations corporelles, du goodwill et d'autres actifs.

2) Certains biens de pétrole brut et de gaz naturel du secteur Deep Basin, qui se situent au Canada, ont été reclassés en 2018 des immobilisations corporelles aux actifs de prospection et d'évaluation.

Ventes à l'exportation

Les ventes de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel produits ou achetés au Canada qui ont été livrées à des clients situés à l'extérieur du Canada ont totalisé 2 500 M\$ (1 713 M\$ en 2017; 974 M\$ en 2016).

Principaux clients

En ce qui a trait à la commercialisation et à la vente du pétrole brut, des LGN, du gaz naturel et des produits raffinés appartenant à Cenovus et achetés par celle-ci, pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, Cenovus avait trois clients (deux en 2017 et trois en 2016) qui, pris individuellement, représentent plus de 10 % de son chiffre d'affaires brut consolidé. Les ventes effectuées à ces clients, d'importantes sociétés d'énergie de renommée internationale ayant une notation de première qualité, se sont élevées respectivement à environ 7 840 M\$, 2 285 M\$ et 2 263 M\$ (5 655 M\$ et 1 964 M\$ en 2017; 4 742 M\$, 1 623 M\$ et 1 400 M\$ en 2016) et sont comptabilisées par tous les secteurs opérationnels de la société.

D) Actifs de prospection et d'évaluation, immobilisations corporelles, goodwill et total de l'actif

Aux 31 décembre	Activités de prospection et d'évaluation		Immobilisations corporelles	
	2018	2017	2018	2017
Sables bitumineux	639	617	21 646	22 320
Deep Basin	146	3 056	2 482	3 019
Raffinage et commercialisation	-	-	4 284	3 967
Activités non sectorielles et éliminations	-	-	286	290
Résultat consolidé	785	3 673	28 698	29 596

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

	Goodwill		Total de l'actif	
	2018	2017	2018	2017
Aux 31 décembre				
Sables bitumineux	2 272	2 272	25 373	26 799
Deep Basin	-	-	2 742	6 694
Hydrocarbures classiques	-	-	14	644
Raffinage et commercialisation	-	-	5 621	5 432
Activités non sectorielles et éliminations	-	-	1 424	1 364
Résultat consolidé	2 272	2 272	35 174	40 933

E) Dépenses d'investissement¹⁾

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Investissement			
Sables bitumineux	887	973	604
Deep Basin	211	225	-
Hydrocarbures classiques	-	206	171
Raffinage et commercialisation	208	180	220
Activités non sectorielles et éliminations	57	77	31
	1 363	1 661	1 026
Acquisition			
Sables bitumineux ²⁾	332	11 614	11
Deep Basin	9	6 774	-
Dépenses d'investissement totales	1 704	20 049	1 037

- 1) Comprennent les dépenses consacrées aux immobilisations corporelles, aux actifs de prospection et d'évaluation et aux actifs disponibles à la vente.
2) Dans le cadre de l'acquisition dont il est question à la note 9, Cenovus a été réputée avoir cédé la participation qu'elle détenait dans FCCL Partnership (« FCCL ») et avoir acquis de nouveau cette participation à la juste valeur tel qu'il est requis par la Norme internationale d'information financière 3, Regroupement d'entreprises (« IFRS 3 »), élément qui n'a pas été pris en compte dans le tableau précédent. La valeur comptable de la participation précédemment détenue était de 9 081 M\$, et la juste valeur estimative s'établissait à 11 605 M\$ au 17 mai 2017.

2. BASE D'ÉTABLISSEMENT ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Dans les présents états financiers consolidés, tous les montants en dollars sont exprimés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les symboles « \$ CA » et « \$ » désignent le dollar canadien et le symbole « \$ US » désigne le dollar américain.

Les présents états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») et aux interprétations de l'International Financial Reporting Interpretations Committee (« IFRIC »). Les présents états financiers consolidés ont été préparés conformément aux IFRS.

Les présents états financiers consolidés ont été dressés selon la méthode du coût historique, sauf indication contraire à l'égard des méthodes comptables de la société présentées à la note 3.

Les présents états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration le 12 février 2019.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

A) Périmètre de consolidation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de Cenovus et de ses filiales. Les filiales sont des entités à l'égard desquelles la société a le contrôle. Les filiales sont consolidées à partir de la date de prise de contrôle et restent consolidées jusqu'au moment de la perte de contrôle. Toutes les opérations intersociétés, les soldes ainsi que les profits et les pertes latents découlant d'opérations intersociétés sont éliminés à la consolidation.

Les participations dans des partenariats sont classées comme des entreprises communes ou des coentreprises en fonction des droits et des obligations des parties à l'accord. Une entreprise commune est un accord en vertu duquel la société a des droits sur les actifs et des obligations à l'égard des passifs relatifs à l'accord. Les activités de raffinage de la société étant exercées par le biais de l'entreprise commune WRB Refining LP (« WRB »), les comptes reflètent la part de la société dans les actifs, les passifs, les produits et les charges. Avant le 17 mai 2017, FCCL était comptabilisée à titre d'entreprise commune. Par suite de l'acquisition, Cenovus a pris le contrôle de FCCL et celle-ci a été consolidée.

B) Écart de conversion

Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

La monnaie de présentation de la société est le dollar canadien. Les actifs et les passifs des établissements de la société à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est différente de la monnaie de présentation de la société sont convertis dans la monnaie de présentation de la société aux cours de clôture de la période, tandis que les produits et les charges le sont aux cours moyens de la période. Les profits et pertes de change se rapportant aux établissements à l'étranger sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, à titre d'écart de conversion.

Lorsque la société cède la totalité d'une participation dans un établissement à l'étranger ou qu'elle en perd le contrôle ou le contrôle conjoint ou que son influence n'est plus significative, les profits ou les pertes de change découlant de la participation et cumulés dans les autres éléments du résultat global sont constatés en résultat net. Lorsque la société cède une partie d'une participation dans un établissement à l'étranger qui demeure toutefois une filiale, un montant proportionnel des profits et des pertes cumulés dans les autres éléments du résultat global est réparti entre les participations qui donnent le contrôle et celles qui ne le donnent pas.

Opérations et soldes

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans les monnaies fonctionnelles respectives aux cours du change en vigueur à la date de chacune des opérations. Les actifs et passifs monétaires de Cenovus qui sont libellés en monnaies étrangères sont convertis dans sa monnaie fonctionnelle au cours du change en vigueur à la date de clôture. Tout profit ou perte est porté aux états consolidés des résultats.

C) Comptabilisation des produits

Politique en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018

Les produits des activités ordinaires sont évalués selon la contrepartie précisée dans un contrat conclu avec un client et ils ne tiennent pas compte des montants recouvrés au nom de tiers. Cenovus comptabilise les produits des activités ordinaires lorsqu'elle cède le contrôle du produit ou du service à un client, soit habituellement lorsque le titre passe de la société à son client.

Les transactions d'achat et de vente de marchandises auprès d'une même partie conclues en considération l'une de l'autre sont comptabilisées sur une base nette. Les produits liés aux services offerts dans le cadre desquels Cenovus agit comme mandataire sont comptabilisés lorsque les services sont fournis.

Cenovus comptabilise les produits des activités ordinaires provenant des principaux produits et services suivants :

- Vente de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN
- Vente de produits pétroliers et de produits raffinés
- Commercialisation et services de transport
- Droits liés aux services de transbordement d'hydrocarbures

La société respecte ses obligations de fournir une prestation déterminées dans les contrats avec les clients à la livraison du pétrole brut, du gaz naturel, des LGN et des produits pétroliers et raffinés, soit normalement à un moment précis. Les obligations de fournir une prestation liées à la commercialisation, aux services de transport et aux services de transbordement sont respectées progressivement à mesure que le service est fourni. Cenovus vend sa production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN, et ses produits pétroliers et raffinés en vertu de contrats à prix variables. Le prix de transaction dans le cadre de contrat à prix variable repose sur le prix des marchandises, ajusté au titre de la qualité, de l'emplacement et d'autres facteurs. Le montant des produits des activités ordinaires comptabilisés repose sur le prix de transaction convenu, et les variations des prix de transaction sont comptabilisées au cours de la même période. Les frais associés à la commercialisation, aux services de transport et aux services de transbordement sont fondés sur des contrats à prix fixe.

Les transactions génératrices de produits de Cenovus ne contiennent aucune composante financement importante et les paiements sont habituellement exigibles dans les 30 jours suivant la comptabilisation des produits des activités ordinaires. La société n'ajuste pas les prix de transaction visant à rendre compte de la composante financement importante lorsque la période entre le transfert des biens ou des services promis aux clients et le paiement du client est inférieure à un an. La société ne présente ni ne mesure d'information sur les obligations de prestation qui restent à remplir dont la durée initiale prévue est de un an ou moins, et elle n'a aucun contrat à long terme dont les obligations de prestation n'ont pas été satisfaites.

Politique en vigueur avant le 1^{er} janvier 2018

Les produits tirés de la vente de pétrole brut, de LGN, de gaz naturel, de produits du pétrole et de produits raffinés de Cenovus sont comptabilisés au moment du transfert au client des risques et avantages significatifs rattachés à la propriété de ces produits, lorsque le prix de vente et les coûts peuvent être évalués de façon fiable et qu'il est probable que les avantages économiques iront à la société. Ces conditions sont généralement remplies au moment du transfert du titre de propriété du produit de la société au client. Les produits tirés de la production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel représentent la quote-part de la société, déduction faite des redevances versées aux gouvernements et autres titulaires de participations minières.

Les produits tirés du traitement d'hydrocarbures et des droits liés aux services de transbordement d'hydrocarbures sont comptabilisés dans la période au cours de laquelle les services sont fournis.

Les transactions d'achat et de vente de marchandises auprès d'une même partie conclues en considération l'une de l'autre sont comptabilisées sur une base nette. Les produits liés aux services offerts dans le cadre desquels Cenovus agit comme mandataire sont comptabilisés lorsque les services sont fournis.

D) Frais de transport et de fluidification

Les frais liés au transport de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel, y compris le coût des diluants utilisés pour la fluidification, sont constatés lorsque le produit est vendu.

E) Coûts de prospection

Les coûts engagés avant l'obtention des droits légaux de prospecter (les coûts de pré-prospection) sont comptabilisés en charges à titre de coûts de prospection au cours de la période durant laquelle ils sont engagés.

Les coûts engagés après l'obtention des droits légaux de prospecter sont initialement incorporés à l'actif. S'il est établi que la faisabilité technique et la viabilité commerciale du champ, du projet ou de la zone sont impossibles ou si la société décide d'interrompre les activités de prospection et d'évaluation, les coûts cumulés non recouvrables sont comptabilisés en charges à titre de coûts de prospection.

F) Régimes d'avantages du personnel

La société offre à ses salariés un régime de retraite qui comprend une composante de cotisations définies et une composante de prestations définies, ainsi que d'autres avantages postérieurs à l'emploi (« AAPE »).

La charge de retraite du régime à cotisations définies est inscrite lorsque les prestations sont gagnées.

Le coût des régimes de retraite à prestations définies et des AAPE est établi par calculs actuariels selon la méthode des unités de crédit projetées. Le montant comptabilisé dans les autres passifs des états consolidés de la situation financière au titre des régimes de retraite à prestations définies et des AAPE correspond à la valeur actualisée de l'obligation au titre des prestations définies, diminuée de la juste valeur des actifs des régimes. Tout excédent résultant de ce calcul ne peut être supérieur à la valeur actualisée des avantages économiques disponibles sous forme de remboursements par les régimes ou sous forme de diminutions des cotisations futures aux régimes.

Les variations de l'obligation au titre des prestations définies découlant des coûts des services, des intérêts nets et des réévaluations sont comptabilisées comme suit :

- Les coûts des services, notamment les coûts des services rendus au cours de l'exercice, les coûts des services passés et les profits et pertes sur réduction ou liquidation, sont imputés au coût des prestations de retraite.
- Les intérêts nets sont obtenus par application du taux d'actualisation utilisé pour évaluer l'obligation au titre des prestations définies au début de l'exercice à l'actif ou au passif net au titre des prestations définies évalué. La charge d'intérêts et le produit d'intérêts sur le montant net des passifs et des actifs au titre des avantages postérieurs à l'emploi sont imputés au coût des prestations de retraite dans les charges d'exploitation, les frais généraux et frais d'administration ainsi que les immobilisations corporelles et les actifs de prospection et d'évaluation.
- Les réévaluations, c'est-à-dire les écarts actuariels, l'incidence des variations du plafond de l'actif (exception faite des intérêts) et le rendement des actifs des régimes (exception faite du produit d'intérêts) sont passées en charges ou créditées aux capitaux propres dans les autres éléments du résultat global au cours de la période où elles sont effectuées. Les réévaluations ne sont pas reclassées en résultat net au cours de périodes ultérieures.

Les charges au titre des prestations de retraite sont comptabilisées dans les charges d'exploitation, les frais généraux et frais d'administration, les immobilisations corporelles ou les actifs de prospection et d'évaluation, selon le poste où sont comptabilisés les salaires des employés rendant les services.

G) Impôt sur le résultat

L'impôt sur le résultat comprend l'impôt exigible et l'impôt différé. L'impôt sur le résultat est comptabilisé sur une base non actualisée aux montants qui devraient être versés selon les taux et les législations adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture.

Cenovus utilise la méthode du report variable pour comptabiliser son impôt sur le résultat. Selon cette méthode, la société constate l'impôt différé pour tenir compte de l'incidence de toute différence temporelle entre la valeur comptable et la base fiscale d'un actif ou d'un passif, au moyen des taux d'imposition quasi adoptés dont l'application est attendue lorsque l'actif sera réalisé ou le passif, réglé. Les soldes d'impôt différé sont ajustés pour tenir compte des changements des taux d'imposition qui sont quasi adoptés, l'ajustement étant comptabilisé en résultat net au cours de la période où le changement se produit, sauf s'il se rapporte à des éléments qui sont passés en charges ou crédités directement aux capitaux propres ou dans les autres éléments du résultat global, auquel cas l'impôt différé est également comptabilisé dans les capitaux propres ou dans les autres éléments du résultat global, respectivement.

Un impôt différé est comptabilisé pour tenir compte des différences temporelles générées par des participations dans des filiales, sauf quand la société exerce le contrôle sur le moment de la résorption de la différence temporelle et qu'il est probable que celle-ci ne se résorbe pas dans un avenir prévisible, ou lorsque des distributions peuvent être versées sans donner lieu à un impôt sur le résultat.

Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable qu'un bénéfice imposable sera réalisé à l'avenir et qu'il pourra être compensé par les différences temporelles. Les actifs et les passifs d'impôt différé ne sont compensés que s'ils sont générés par la même entité et dans le même territoire de compétence fiscale. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont présentés dans l'actif non courant ou le passif non courant.

H) Résultat net par action

Le résultat net de base par action est calculé en divisant le résultat net par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Le résultat net dilué par action est calculé en tenant compte de la dilution potentielle qui surviendrait si les options sur actions ou autres contrats d'émission d'actions ordinaires étaient exercés ou convertis en actions ordinaires. L'effet dilutif des options sur actions et des autres instruments ayant un effet potentiellement dilutif est établi selon la méthode du rachat d'actions. En vertu de cette méthode, il est présumé que le produit de l'exercice des options sur actions dans le cours est affecté au rachat d'actions ordinaires au cours moyen. Pour les contrats qui peuvent être réglés en trésorerie ou en actions au gré du porteur, l'option de règlement qui a l'effet dilutif le plus grand est employée pour calculer le résultat net dilué par action.

I) Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les placements à court terme, tels que des dépôts du marché monétaire ou des instruments de type similaire, dont l'échéance est d'au plus trois mois au moment de leur achat.

J) Stocks

Les stocks de marchandises sont évalués au plus faible du coût ou de la valeur nette de réalisation, selon la méthode du premier entré, premier sorti ou celle du coût moyen pondéré. Le coût des stocks comprend tous les coûts engagés dans le cours normal des activités relativement à la fabrication et à l'emplacement actuel de la marchandise. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal des activités, moins les frais de vente attendus. Si la valeur comptable dépasse la valeur nette de réalisation, une dépréciation est constatée, celle-ci pouvant être reprise dans une période ultérieure si les circonstances y ayant donné lieu n'existent plus et que les stocks sont encore disponibles.

K) Actifs de prospection et d'évaluation

Les coûts engagés après l'obtention du droit légal de prospecter une zone et avant l'établissement de la faisabilité technique et de la viabilité commerciale du champ, du projet ou de la zone sont incorporés dans les actifs de prospection et d'évaluation. Ces coûts comprennent les coûts d'acquisition des permis, d'exécution d'études géologiques et géophysiques, de forage, d'échantillonnage et de démantèlement ainsi que d'autres coûts internes directement attribuables. Les actifs de prospection et d'évaluation ne sont pas amortis et font l'objet d'un report prospectif jusqu'à ce que la faisabilité technique et la viabilité commerciale du champ, du projet ou de la zone soient établies ou que les actifs soient considérés comme ayant subi une perte de valeur. Les coûts de prospection et d'évaluation font périodiquement l'objet d'examen de nature technique et commerciale, et la direction les passe en revue afin de confirmer l'intention de mettre en valeur les ressources concernées.

Une fois établies la faisabilité technique et la viabilité commerciale, la valeur comptable des actifs de prospection et d'évaluation fait l'objet d'un test de dépréciation. La valeur comptable, déduction faite de toute perte de valeur, est alors reclassée dans les immobilisations corporelles.

Les profits et les pertes découlant de la sortie des actifs de prospection et d'évaluation sont comptabilisés en résultat net.

L) Immobilisations corporelles

Généralités

Les immobilisations corporelles sont évaluées au coût, moins le cumul de l'amortissement et de l'épuisement et les pertes de valeur nettes. Les frais relatifs aux remplacements ou aux améliorations qui accroissent la capacité de production ou prolongent la durée d'utilité d'un actif sont incorporés au coût de cet actif. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les terrains ne sont pas amortis.

Les profits et les pertes découlant de la sortie d'immobilisations corporelles sont comptabilisés en résultat net.

Actifs de mise en valeur et de production

Les actifs de mise en valeur et de production sont incorporés à l'actif zone par zone et comprennent tous les coûts liés à la mise en valeur et à la production des biens de pétrole brut et de gaz naturel ainsi que les dépenses de prospection et d'évaluation engagées pour repérer des réserves de pétrole brut, de LGN ou de gaz naturel transférées des actifs de prospection et d'évaluation. Les coûts incorporés à l'actif comprennent les coûts internes directement attribuables, les coûts de démantèlement et, pour les actifs qualifiés, les coûts d'emprunt directement liés à l'acquisition, à la prospection et à la mise en valeur des réserves de pétrole brut et de gaz naturel.

Les coûts cumulés de chacune des zones sont amortis pour épuisement selon le mode de l'amortissement proportionnel au rendement en fonction des réserves prouvées estimatives au moyen des prix et coûts à terme. Aux fins de ce calcul, le gaz naturel est converti en pétrole brut selon une valeur d'énergie équivalente. Les coûts assujettis à l'amortissement pour épuisement comprennent les coûts futurs estimatifs qui seront engagés pour la mise en valeur des réserves prouvées.

Les échanges d'actifs de mise en valeur et de production sont évalués à la juste valeur sauf si l'opération manque de substance commerciale ou s'il n'est pas possible d'évaluer de manière fiable la juste valeur des biens échangés. Lorsque la juste valeur n'est pas utilisée, la valeur comptable de l'actif cédé correspond au coût de l'actif acquis.

Autres actifs en amont

Les autres actifs en amont comprennent les actifs de technologie de l'information servant à soutenir les activités en amont. Ces actifs sont amortis selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité, soit trois ans.

Actifs de raffinage

Les coûts d'acquisition initiaux des immobilisations corporelles de raffinage sont incorporés à l'actif lorsqu'ils sont engagés. Ces coûts comprennent le coût de construction ou d'acquisition du matériel ou des installations, le coût d'installation des actifs et de préparation en vue de leur utilisation attendue, les coûts de démantèlement connexes et, pour les actifs qualifiés, les coûts d'emprunt.

Les actifs de raffinage sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative de chacune des composantes de la raffinerie. Les principales composantes sont amorties comme suit :

- | | |
|---|-------------|
| • Aménagement des terrains et bâtiments | 25 à 40 ans |
| • Matériel de bureau et véhicules | 5 à 20 ans |
| • Matériel de raffinage | 5 à 35 ans |

La valeur résiduelle, le mode d'amortissement et la durée d'utilité de chaque composante sont examinés chaque année et ajustés, au besoin, de manière prospective.

Autres actifs

Les coûts associés au terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, aux infrastructures, au mobilier de bureau, aux agencements, aux améliorations locatives, aux technologies de l'information et aux aéronefs sont inscrits au coût et sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des biens, qui se situe entre 3 et 60 ans.

La valeur résiduelle, le mode d'amortissement et la durée d'utilité de chaque bien sont examinés chaque année et ajustés, au besoin, de manière prospective.

M) Dépréciation d'actifs non financiers

Les immobilisations corporelles et les actifs de prospection et d'évaluation sont évalués séparément chaque trimestre, ou lorsque les événements et les circonstances indiquent que leur valeur comptable peut être supérieure à leur valeur recouvrable, en vue de déterminer s'il y a des indications de dépréciation. Le goodwill fait l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois l'an.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

S'il y a des indications de dépréciation, la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») correspond à la valeur d'utilité de l'actif ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie, selon le montant le plus élevé. La valeur d'utilité est estimée être la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs qui devraient découler de l'utilisation continue de l'actif ou de l'UGT. La juste valeur diminuée des coûts de sortie est déterminée d'après une estimation des flux de trésorerie nets futurs après impôt actualisés. Pour les actifs en amont de Cenovus, la juste valeur diminuée des coûts de sortie est fonction des flux de trésorerie actualisés après impôt des réserves et des ressources et des prix et coûts à terme, conformément aux estimations effectuées par les évaluateurs de réserves indépendants agréés de Cenovus, et peut prendre en compte une évaluation d'opérations portant sur des actifs comparables.

Aux fins des tests de dépréciation, les actifs de prospection et d'évaluation sont affectés à une UGT connexe comportant des actifs de mise en valeur et de production. Le goodwill est attribué aux UGT auxquelles il procure des flux de trésorerie futurs.

Si la valeur recouvrable de l'UGT est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée. Une perte de valeur est inscrite d'abord pour réduire la valeur comptable du goodwill attribué à l'UGT et, ensuite, pour réduire la valeur comptable des autres actifs de cette UGT. Les pertes de valeur du goodwill ne sont pas reprises.

Les pertes de valeur des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation sont constatées aux états consolidés des résultats à titre d'amortissement et d'épuisement et de charges de prospection supplémentaires, respectivement.

Les pertes de valeur constatées au cours de périodes antérieures, hormis les pertes de valeur du goodwill, sont évaluées à chaque date de clôture en vue de déterminer si elles existent toujours ou si elles ont diminué. Si une perte de valeur fait l'objet d'une reprise, la valeur comptable de l'actif est ramenée à l'estimation révisée correspondant à sa valeur recouvrable, mais uniquement si la valeur comptable ne dépasse pas le montant qui aurait été établi si aucune perte de valeur n'avait été constatée à l'égard de l'actif au cours de périodes antérieures. Le montant de la reprise est comptabilisé en résultat net.

N) Contrats de location

Les contrats de location aux termes desquels la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété sont conservés par le bailleur sont classés en tant que contrats de location simple. Les paiements en vertu de ces contrats sont comptabilisés en charges sur une base linéaire sur la durée du contrat de location.

Les contrats de location selon lesquels la société assume la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété sont classés comme contrats de location-financement. À la conclusion du contrat, l'actif loué est classé dans les immobilisations corporelles et une charge locative correspondante est constatée. L'actif loué est amorti sur sa durée d'utilité estimative ou sur la durée du contrat de location si elle est inférieure.

O) Regroupements d'entreprises et goodwill

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition, selon laquelle les actifs identifiables acquis, les passifs pris en charge et toute participation ne donnant pas le contrôle sont comptabilisés et évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Tout excédent du coût d'acquisition majoré de toute participation ne donnant pas le contrôle sur la juste valeur des actifs nets acquis est comptabilisé à titre de goodwill. Si le coût d'acquisition est inférieur à la juste valeur des actifs nets acquis, le déficit est crédité au résultat net.

À l'acquisition, le goodwill est affecté à chacune des UGT auxquelles il se rapporte. L'évaluation ultérieure du goodwill est faite au coût diminué du cumul des pertes de valeur.

Un paiement conditionnel cédé dans le cadre d'un regroupement d'entreprises est évalué à la juste valeur à la date d'acquisition et classé à titre de passif financier ou de capitaux propres. Un paiement conditionnel classé à titre de passif est réévalué à la juste valeur chaque date de clôture, les variations de la juste valeur étant inscrites en résultat net. Les paiements sont classés à titre de trésorerie affectée aux activités d'investissement jusqu'à ce que le cumul des paiements excède la juste valeur du passif à la date d'acquisition. Le cumul des paiements en excédent de la juste valeur à la date d'acquisition est classé à titre de trésorerie affectée aux activités d'exploitation. Les paiements conditionnels classés à titre de capitaux propres ne sont pas réévalués et les règlements sont comptabilisés dans les capitaux propres.

Si le regroupement d'entreprises est réalisé par étapes, la société réévalue la valeur comptable de sa participation précédemment détenue dans l'entreprise acquise à la juste valeur à la date d'acquisition et comptabilise l'éventuel profit ou perte en résultat net.

P) Provisions

Généralités

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

Une provision est comptabilisée lorsque la société a une obligation actuelle, légale ou implicite, résultant d'un événement passé, qu'une estimation fiable de son montant peut être établie et qu'il est plus probable qu'improbable qu'une sortie de ressources soit requise pour la régler. Au besoin, les provisions sont évaluées en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus à un taux avant impôt ajusté en fonction de la qualité de crédit qui tient compte de l'évaluation courante du marché à l'égard de la valeur temporelle de l'argent et des risques propres à ce passif. L'augmentation de la provision attribuable à l'écoulement du temps est portée aux charges financières dans les états consolidés des résultats.

Passifs relatifs au démantèlement

Les passifs relatifs au démantèlement comprennent les obligations légales ou implicites en vertu desquelles la société sera tenue de mettre hors service des immobilisations corporelles à long terme, telles que des sites de puits en production, des installations de traitement en amont, des installations de raffinage et le terminal de transport ferroviaire de pétrole brut. Le montant comptabilisé correspond à la valeur actuelle des dépenses futures estimatives qui devront être engagées pour régler le passif à un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit. Un actif correspondant à l'estimation initiale du passif est incorporé au coût de l'actif à long terme connexe. Les variations des passifs estimatifs découlant de révisions de l'échéancier prévu ou des coûts de démantèlement futurs sont comptabilisées à titre de variation du passif relatif au démantèlement et de l'actif à long terme connexe. Le montant incorporé aux immobilisations corporelles est amorti sur la durée d'utilité de l'actif connexe.

Les dépenses réelles engagées sont déduites de l'obligation cumulée.

Provisions au titre de contrats déficitaires

Les provisions au titre de contrats déficitaires sont comptabilisées lorsque les coûts inévitables engagés pour satisfaire aux obligations contractuelles sont supérieurs aux avantages économiques découlant du contrat. La provision au titre de contrats déficitaires est évaluée à la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs estimatifs sous-jacents aux obligations diminuée des recouvrements estimatifs, actualisés au taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit. Les variations des hypothèses sous-jacentes sont comptabilisées aux états consolidés des résultats.

Q) Capital social

Les actions ordinaires sont classées dans les capitaux propres. Les coûts de transaction directement attribuables à l'émission d'actions ordinaires sont portés en diminution des capitaux propres, déduction faite de l'impôt sur le résultat.

R) Rémunération fondée sur des actions

Cenovus offre plusieurs régimes de rémunération en actions, qui comprennent des droits de règlement net (« DRN »), des droits à l'appréciation d'actions jumelés (« DAAJ »), des unités d'actions liées au rendement (« UAR »), des unités d'actions de négociation restreinte (« UANR ») et des unités d'actions différées (« UAD »). La charge de rémunération fondée sur des actions est comptabilisée dans les frais généraux et frais d'administration, ou dans les actifs de prospection et d'évaluation et les immobilisations corporelles lorsqu'elle est directement liée aux activités de prospection et de mise en valeur.

Droits de règlement net

Les DRN sont comptabilisés dans les instruments de capitaux propres. Ces instruments sont évalués à la juste valeur à la date d'attribution selon le modèle de Black-Scholes-Merton et ne sont pas réévalués à chaque date de clôture. La juste valeur est constatée dans la charge de rémunération fondée sur des actions sur la période d'acquisition, une augmentation correspondante étant inscrite dans les capitaux propres en tant que surplus d'apport. À l'exercice, la contrepartie reçue en trésorerie par la société et le surplus d'apport connexe sont comptabilisés dans le capital social.

Droits à l'appréciation d'actions jumelés

Les DAAJ sont comptabilisés comme des instruments de passif. Ces instruments sont évalués à la juste valeur à chaque date de clôture à l'aide du modèle de Black-Scholes-Merton. La juste valeur est constatée dans la charge de rémunération fondée sur des actions sur le délai d'acquisition des droits. Lorsque les options sont réglées en trésorerie, le passif est réduit du règlement en trésorerie versé. Lorsque les options sont réglées en actions ordinaires, la contrepartie en trésorerie reçue par la société et le passif lié à l'option déjà comptabilisé sont portés au capital social.

Unités d'actions liées au rendement, unités d'actions de négociation restreinte et unités d'actions différées

Les UAR, les UANR et les UAD sont comptabilisées dans les instruments de passif et sont évaluées à la juste valeur en fonction de la valeur marchande des actions ordinaires de Cenovus à la date de clôture. La juste valeur est

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire

Exercice clos le 31 décembre 2018

constatée dans la charge de rémunération fondée sur des actions sur le délai d'acquisition des droits. Les fluctuations de la juste valeur sont constatées dans la charge de rémunération fondée sur des actions au cours de la période où elles se produisent.

S) Instruments financiers

Les actifs financiers de la société se composent de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des comptes débiteurs et produits à recevoir, des actifs liés à la gestion des risques, des placements dans des titres de sociétés fermées et des créances à long terme. Les passifs financiers de la société comprennent les comptes créditeurs et charges à payer, le paiement conditionnel, les passifs liés à la gestion des risques, les emprunts à court terme et la dette à long terme.

Les instruments financiers sont comptabilisés lorsque la société devient partie aux dispositions contractuelles de l'instrument. Les actifs financiers et les passifs financiers sont compensés seulement lorsque la société possède le droit établi de le faire et qu'elle a l'intention de les régler pour leur montant net ou de régler l'actif et le passif en même temps.

La société établit ses évaluations de la juste valeur selon une hiérarchie à trois niveaux en fonction du caractère observable des données d'entrée comme suit :

- les données d'entrée de niveau 1 s'entendent des cours cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou des passifs identiques;
- les données d'entrée de niveau 2 sont des données, autres que les cours du marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement ou indirectement;
- les données d'entrée de niveau 3 sont des données non observables concernant l'actif ou le passif.

Classement et évaluation des actifs financiers

Politique en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018

Le classement initial d'un actif financier dépend du modèle économique de la société appliqué pour la gestion des actifs financiers et des modalités contractuelles des flux de trésorerie. La société a classé ses actifs financiers selon trois catégories d'évaluation :

- Coût amorti : Comprend les actifs détenus selon un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs dans le but de percevoir des flux de trésorerie contractuels et les modalités contractuelles de l'actif financier prévoient, à des dates précises, des flux de trésorerie qui représentent uniquement des paiements en capital et intérêts.
- JVAERG : Comprend les actifs détenus selon un modèle économique dont l'objectif est atteint à la fois par la perception de flux de trésorerie contractuels et par la vente d'actifs financiers en vertu duquel les modalités contractuelles de l'actif financier prévoient, à des dates précises, des flux de trésorerie qui représentent uniquement des paiements en capital et intérêts.
- Juste valeur par le biais du résultat net (« JVRN ») : Comprend les actifs qui ne répondent pas aux critères de l'évaluation au coût amorti ou à la JVAERG et qui sont évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Tient compte des actifs financiers dérivés.

À la comptabilisation initiale, la société peut désigner irrévocablement un actif financier répondant aux critères de l'évaluation au coût amorti ou à la JVAERG comme étant évalué à la JVRN si cette désignation élimine ou réduit sensiblement une incohérence dans la comptabilisation. La société peut faire le choix irrévocable, au moment de la comptabilisation initiale, de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations futures de la juste valeur d'un placement en instruments de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction. La société ne reclasse pas en résultat net les variations de juste valeur lorsqu'elle décomptabilise les placements. Par contre, les dividendes générés par le rendement des placements sont toujours portés en résultat net. Ce choix est appliqué pour chaque placement distinct.

À la comptabilisation initiale, la société évalue un actif financier à sa juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas classé comme étant à la JVRN, des coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition de l'actif financier. Les coûts de transaction attribuables à des actifs financiers comptabilisés à la JVRN sont passés en charges au résultat net.

Les actifs financiers sont reclassés après leur comptabilisation initiale uniquement si des changements sont apportés au modèle économique appliqué pour la gestion de ces actifs financiers. Les actifs financiers concernés seront reclassés le premier jour de la première période de présentation de l'information financière suivant le changement apporté au modèle économique.

Un actif financier est décomptabilisé lorsque les droits de recevoir les flux de trésorerie liés à l'actif sont arrivés à expiration ou ont été transférés et que la société a transféré la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété.

Politique en vigueur avant le 1^{er} janvier 2018

Avant l'adoption d'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 ») le 1^{er} janvier 2018, la société classait et évaluait les actifs financiers conformément à IAS 39, *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »). La société classait ses actifs financiers dans trois catégories d'évaluation :

- JVRN : les actifs étaient classés à titre soit d'« actifs disponibles à la vente », soit d'« actifs désignés à la juste valeur par le biais du résultat net ». Les actifs étaient évalués à la juste valeur et les variations de la juste valeur étaient imputées au résultat net;
- Prêts et créances : cette catégorie regroupait les actifs assortis de paiements déterminés ou déterminables qui n'étaient pas cotés sur un marché actif. Après l'évaluation initiale, ces actifs étaient évalués au coût amorti à la date de règlement à l'aide de la méthode du taux d'intérêt effectif;
- Actifs financiers disponibles à la vente : cette catégorie comprenait des placements dans les capitaux propres de sociétés fermées à l'égard desquelles la société n'exerçait aucun contrôle ni aucune influence notable. Ces actifs étaient évalués à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant imputées aux autres éléments du résultat global. En l'absence de marché actif, la juste valeur était établie à l'aide de techniques d'évaluation. Lorsque la juste valeur pouvait être déterminée de façon fiable, ces actifs étaient comptabilisés au coût.

Dépréciation d'actifs financiers

Politique en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018

La société comptabilise les corrections de valeur au titre des pertes de crédit attendues à l'égard de ses actifs financiers qui sont évalués au coût amorti. En raison de la nature de ses actifs financiers, Cenovus évalue les corrections de valeur à un montant correspondant aux pertes de crédit attendues sur la durée de vie prévue. Les pertes de crédit attendues sur la durée de vie correspondent aux pertes de crédit attendues devant découler de tous les cas de défaut envisageables sur la durée de vie prévue d'un actif financier. Les pertes de crédit attendues représentent une estimation, établie par pondération probabiliste, des pertes de crédit. Les pertes de crédit sont évaluées à la valeur actuelle des insuffisances de la trésorerie (soit l'écart entre les flux de trésorerie contractuels à payer à l'entité et les flux de trésorerie qu'elle prévoit recevoir). Les pertes de crédit attendues sont actualisées au taux d'intérêt effectif de l'actif financier connexe. La société ne détient aucun actif financier assorti d'une composante financement.

Politique en vigueur avant le 1^{er} janvier 2018

Chaque date de clôture, la société évalue si les actifs financiers ont perdu de la valeur. Une perte de valeur n'est comptabilisée que si des éléments probants confirment qu'une perte de valeur s'est produite, si la perte a une incidence sur les flux de trésorerie futurs et si cette perte peut être estimée de façon fiable.

Un manquement ou une défaillance d'un débiteur ou encore des signes que le débiteur risque de faire faillite peuvent constituer des indications de dépréciation. En ce qui concerne les titres de capitaux propres, une baisse significative ou prolongée de la juste valeur du titre en deçà de son coût constitue une indication de dépréciation de l'actif.

Une perte de valeur constatée à l'égard d'un actif financier comptabilisé au coût amorti correspond à la différence entre le coût amorti et la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs actualisés au taux d'intérêt effectif d'origine. La valeur comptable de l'actif est réduite à l'aide d'un compte de correction de valeur. Les pertes de valeur à l'égard des actifs financiers comptabilisés au coût amorti sont reprises par le biais du résultat net au cours de périodes ultérieures si le montant de la perte diminue.

Classement et évaluation des passifs financiers

Un passif financier est initialement classé comme étant évalué au coût amorti ou à la JVRN. Un passif financier est classé comme étant évalué à la JVRN s'il est détenu à des fins de transaction, s'il est un dérivé ou s'il est désigné à la JVRN à la comptabilisation initiale. Le classement d'un passif financier est irrévocable.

Les passifs financiers à la JVRN (autres que les passifs financiers désignés à la JVRN) sont évalués à la juste valeur, les variations de celle-ci ainsi que la charge d'intérêts étant inscrites en résultat net. Les autres passifs financiers sont initialement évalués à la juste valeur, après déduction des coûts de transaction directement attribuables, et sont ensuite comptabilisés au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. La charge d'intérêts et les profits et pertes de change sont comptabilisés en résultat net. Les profits et les pertes, le cas échéant, à la décomptabilisation sont également inscrits en résultat net.

Un passif financier est décomptabilisé lorsque l'obligation est acquittée, annulée ou si elle a expiré. Lorsqu'un passif financier existant est remplacé par un autre avec la même contrepartie selon des conditions substantiellement différentes, ou lorsque les conditions d'un passif existant sont modifiées de façon substantielle, cet échange ou cette modification est traité comme une décomptabilisation du passif initial, et un nouveau passif financier doit être comptabilisé. Lorsque les conditions d'un passif financier existant sont modifiées, mais que les changements ne sont pas considérés comme importants, cet événement est comptabilisé comme une modification au passif

financier existant. Si un passif a fait l'objet de changements importants, il est considéré comme éteint, et un profit ou une perte est inscrit en résultat net en fonction de l'écart entre la valeur comptable du passif décomptabilisé et la juste valeur du passif révisé. Si un passif a fait l'objet de changements peu importants, le coût amorti du passif est réévalué en fonction des nouveaux flux de trésorerie, et un profit ou une perte est inscrit en résultat net.

Dérivés

Les instruments financiers dérivés sont utilisés pour gérer les risques de marché liés aux prix des marchandises, aux cours de change et aux taux d'intérêt. La société a mis en place des politiques et des procédures en ce qui concerne la documentation et les approbations requises quant à l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Lorsqu'un instrument financier particulier est acquis, la société détermine, tant au moment de l'acquisition que par la suite, si l'instrument qui est utilisé à l'égard d'une opération donnée permet ou non de compenser efficacement les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie de la transaction.

Les actifs et passifs liés à la gestion des risques sont des instruments financiers dérivés classés comme étant évalués à la JVRN, sauf s'ils sont désignés aux fins de la comptabilité de couverture. Les instruments dérivés qui ne sont pas des couvertures admissibles ou qui ne sont pas désignés comme étant des couvertures sont comptabilisés à la valeur du marché dans les états consolidés de la situation financière à titre d'actif ou de passif, les variations de la juste valeur étant constatées en résultat net en tant que profit ou perte lié à la gestion des risques. La juste valeur estimative de tous les instruments dérivés repose sur des prix cotés sur les marchés ou, en l'absence de tels prix, sur des indications et des prévisions des marchés provenant de tiers.

T) Reclassement

Certaines informations fournies pour les exercices précédents ont été reclassées conformément à la présentation adoptée pour l'exercice 2018.

U) Prises de position en comptabilité publiées récemment

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

Un certain nombre de nouvelles normes comptables et d'interprétations ou de modifications de normes comptables entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019 et n'ont pas été appliquées au moment de la préparation des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018. Les normes qui s'appliqueront à la société sont décrites dans les paragraphes qui suivent; elles seront adoptées à leur date d'entrée en vigueur respective.

Contrats de location

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS, 16 *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui impose aux entités de comptabiliser à l'état de la situation financière les créances et les obligations au titre de contrats de location. En ce qui concerne les preneurs, IFRS 16 annule le classement des contrats de location à titre soit de contrats de location simple, soit de contrats de location-financement, tous les contrats de location étant considérés comme des contrats de location-financement. Seuls certains contrats de location à court terme (d'une durée inférieure à 12 mois) et les contrats de location visant des actifs de faible valeur ne sont pas assujettis à ces exigences et peuvent continuer à être considérés comme des contrats de location simple.

Les bailleurs continuent de classer les contrats de location selon le modèle de classement double. Le classement détermine quand et comment le bailleur doit comptabiliser les produits locatifs, et quelles sont les créances à comptabiliser.

IFRS 16 est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019 et peut être appliquée de manière rétrospective ou selon une méthode rétrospective modifiée. La société a décidé de suivre une méthode rétrospective modifiée, selon laquelle il n'est pas nécessaire de retraiter l'information financière de la période précédente puisque l'effet cumulatif de la mise en application de la norme est constaté à titre d'ajustement des résultats non distribués d'ouverture. À l'adoption initiale, la direction a choisi d'utiliser les mesures de simplification permises énumérées ci-après :

- l'application d'un taux d'actualisation unique à un portefeuille de contrats de location présentant des caractéristiques similaires;
- la comptabilisation des contrats de location assortis d'une durée résiduelle inférieure à 12 mois au 1^{er} janvier 2019 à titre de contrats de location à court terme;
- la comptabilisation des paiements de loyers en charges sans comptabiliser d'actif au titre de droits d'utilisation à l'égard des contrats dont le bien sous-jacent est de faible valeur;
- l'utilisation de connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location qui contient des options de prolongation ou de résiliation;
- le recours à l'évaluation effectuée antérieurement par la société conformément à IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* (« IAS 37 »), pour les contrats déficitaires au lieu de soumettre à nouveau les actifs au titre de droits d'utilisation à un test de dépréciation au 1^{er} janvier 2019.

À l'adoption d'IFRS 16, la société comptabilisera les obligations locatives se rapportant aux contrats de location selon les principes de la nouvelle norme. Ces obligations seront évaluées à la valeur actualisée des paiements de loyers résiduels, calculée à l'aide du taux d'emprunt marginal de la société au 1^{er} janvier 2019. Les actifs au titre de droits d'utilisation connexes seront initialement évalués à un montant égal à l'obligation locative au 1^{er} janvier 2019 diminué de tout montant comptabilisé antérieurement selon IAS 37 au titre de contrats déficitaires, sans effet sur les résultats non distribués.

L'adoption de la nouvelle norme donnera lieu à la comptabilisation d'obligations locatives et d'actifs au titre de droits d'utilisation supplémentaires d'environ 1,5 G\$ et 0,9 G\$, respectivement. La direction a établi que les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives avaient trait principalement aux locaux à bureaux, aux wagons, aux réservoirs de stockage, aux appareils de forage et autre matériel mobile. L'incidence sur les états consolidés des résultats s'établira comme suit :

- baisse des frais généraux et frais d'administration, des frais de transport et de fluidification, des charges d'exploitation, des produits achetés et des dépenses liées aux immobilisations corporelles;
- hausse des charges financières imputable aux intérêts comptabilisés à l'égard des obligations locatives;
- hausse de la dotation à l'amortissement liée aux actifs au titre de droits d'utilisation.

Après avoir passé en revue les contrats de location de locaux à bureaux aux termes desquels elle est le bailleur, la société a comptabilisé un placement net de 16 M\$ au titre de ces contrats de location au 1^{er} janvier 2019.

Positions fiscales incertaines

En juin 2017, l'IASB a publié l'Interprétation IFRIC 23, *Incertitude relative aux traitements fiscaux* (« IFRIC 23 »). L'interprétation fournit davantage de précisions quant à la manière de constater une position fiscale lorsqu'existe une incertitude quant aux traitements fiscaux. Pour déterminer la résolution possible de positions fiscales incertaines, une position peut être considérée séparément ou conjointement. En outre, une évaluation est requise afin de déterminer la probabilité que l'autorité fiscale accepte la position fiscale prise dans le cadre des déclarations de revenus. S'il est peu probable que le traitement fiscal incertain soit accepté, la comptabilisation du traitement fiscal doit rendre compte d'un niveau approprié d'incertitude. Une position fiscale incertaine peut faire l'objet d'une réévaluation si de nouveaux renseignements modifient l'évaluation initiale. L'IFRIC 23 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019 au moyen d'une application rétrospective modifiée ou d'une approche rétrospective complète. L'adoption de l'IFRIC 23 ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés.

4. MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

A) Adoption d'IFRS 9, Instruments financiers

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, la société a adopté IFRS 9, qui a remplacé IAS 39. La société a appliqué la nouvelle norme de manière rétrospective et, conformément aux dispositions transitoires, les données comparatives n'ont pas été retraitées. L'adoption d'IFRS 9 n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

La nature des principales modifications aux méthodes comptables de la société découlant de l'adoption d'IFRS 9 et leur incidence sont résumées ci-après.

Classement des actifs financiers et des passifs financiers

IFRS 9 comprend trois principales catégories d'évaluation pour les actifs financiers, soit au coût amorti, à la JVAERG et à la JVRN. Les catégories antérieures qui existaient selon IAS 39, soit détenus jusqu'à l'échéance, prêts et créances et disponibles à la vente, ont été éliminées. IFRS 9 établit le classement des actifs financiers selon les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels et le modèle économique de la société appliqué pour la gestion des actifs financiers. En outre, les dérivés incorporés ne sont pas séparés si le contrat hôte est un actif financier entrant dans le champ d'application d'IFRS 9. Le contrat hybride est plutôt considéré dans son ensemble aux fins du classement et de l'évaluation.

IFRS 9 conserve essentiellement les exigences existantes d'IAS 39 concernant le classement des passifs financiers. Les différences entre les deux normes n'ont pas eu d'incidence sur la société au moment de la transition.

Dépréciation d'actifs financiers

IFRS 9 remplace le modèle fondé sur les pertes subies selon IAS 39 par un modèle fondé sur les pertes de crédit attendues. Le nouveau modèle de dépréciation s'applique aux actifs financiers évalués au coût amorti, aux actifs sur contrat et aux titres de créance évalués à la JVAERG. En vertu d'IFRS 9, les pertes de crédit seront comptabilisées plus tôt que selon IAS 39.

Transition

Le 1^{er} janvier 2018, la société a :

- établi le modèle économique utilisé pour gérer ses actifs financiers et classer ses instruments financiers dans la catégorie appropriée selon IFRS 9;
- désigné certains placements dans des instruments de capitaux propres de sociétés fermées, précédemment classés comme disponibles à la vente, à la JVAERG;
- appliqué le modèle fondé sur les pertes de crédit attendues aux actifs financiers classés comme évalués au coût amorti.

Le classement et l'évaluation des instruments financiers conformément à IFRS 9 n'ont pas eu d'incidence importante sur les résultats non distribués d'ouverture de la société au 1^{er} janvier 2018. En outre, l'application du modèle fondé sur les pertes de crédit attendues aux actifs financiers classés comme évalués au coût amorti n'a pas donné lieu à d'ajustements importants à la date de transition.

Le tableau suivant présente les catégories d'évaluation initiales selon IAS 39 et les nouvelles catégories d'évaluation selon IFRS 9 au 1^{er} janvier 2018 pour chaque catégorie d'actifs financiers et de passifs financiers de la société. La société ne détient aucun actif sur contrat ou titre de créance évalué à la JVAERG.

Instrument financier	Catégorie d'évaluation ¹⁾	
	IAS 39	IFRS 9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Prêts et créances	Coût amorti
Comptes débiteurs et produits à recevoir	Prêts et créances	Coût amorti
Actifs liés à la gestion des risques	JVRN	JVRN
Placements en titres de capitaux propres	Actifs financiers disponibles à la vente	JVAERG
Créances à long terme	Prêts et créances	Coût amorti
Comptes créditeurs et charges à payer	Passifs financiers évalués au coût amorti	Coût amorti
Passifs liés à la gestion des risques	JVRN	JVRN
Paieement conditionnel	JVRN	JVRN
Emprunts à court terme	Passifs financiers évalués au coût amorti	Coût amorti
Dette à long terme	Passifs financiers évalués au coût amorti	Coût amorti

1) Aucun ajustement n'a été apporté à la valeur comptable des instruments financiers découlant du changement de classement d'IAS 39 à IFRS 9.

B) Adoption d'IFRS 15, Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, la société a adopté IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients* (« IFRS 15 »), qui remplace IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires* et plusieurs interprétations liées aux produits des activités ordinaires. Cenovus a adopté IFRS 15 selon la méthode rétrospective modifiée cumulative en appliquant les mesures de simplification suivantes :

- elle a choisi d'appliquer la norme de manière rétrospective uniquement aux contrats qui n'ont pas été conclus au 1^{er} janvier 2018;
- en ce qui concerne les contrats modifiés, elle a évalué le contrat d'origine avec toute modification au contrat à la date d'application initiale.

L'adoption d'IFRS 15 n'a pas eu d'incidence importante sur le calendrier et l'évaluation des produits des activités ordinaires. IFRS 15 renferme cependant de nouvelles directives en matière de présentation de l'information.

5. JUGEMENTS COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE ET PRINCIPALES SOURCES D'INCERTITUDE RELATIVE AUX ESTIMATIONS

Pour établir en temps opportun les états financiers consolidés conformément aux IFRS, la direction doit faire des estimations, poser des hypothèses et utiliser son jugement à l'égard des montants présentés au titre des actifs et des passifs, ainsi que des informations fournies sur les actifs et passifs éventuels à la date des états financiers consolidés et à l'égard des montants présentés au titre des produits et des charges de la période. Ces estimations portent principalement sur des transactions qui n'ont pas été réglées et sur des événements en cours à la date des états financiers consolidés. La juste valeur estimative des actifs financiers et des passifs financiers, de par leur nature, fait l'objet d'une certaine incertitude relative à la mesure. En conséquence, les résultats réels pourraient différer des montants estimatifs lorsque des événements se concrétiseront.

A) Jugements d'importance critique intervenant dans l'application de méthodes comptables

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser au moment de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants inscrits par la société dans les états financiers consolidés.

Partenariats

Le classement de ces partenariats à titre d'entreprise commune ou de coentreprise exige le recours au jugement. Cenovus détient une participation de 50 % dans WRB, une entité contrôlée conjointement. Il a été déterminé que Cenovus possède des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs de WRB. Par conséquent, ce partenariat est traité en tant qu'entreprise commune, et la quote-part revenant à la société des actifs, des passifs, des produits et des charges est comptabilisée dans les états financiers consolidés.

Avant le 17 mai 2017, Cenovus détenait une participation de 50 % dans FCCL, entité contrôlée conjointement avec ConocoPhillips et qui répondait à la définition d'entreprise commune en vertu d'IFRS 11, *Partenariats*. Par conséquent, Cenovus a inscrit sa part dans les actifs, les passifs, les produits et les charges dans son résultat consolidé. Par suite de l'acquisition, Cenovus contrôle FCCL, tel qu'il est stipulé dans IFRS 10, *États financiers consolidés* (« IFRS 10 »); par conséquent, FCCL a été consolidée.

Pour déterminer le classement adéquat de ses partenariats conformément à IFRS 11, *Partenariats*, la société a pris en compte les facteurs suivants :

- L'opération par laquelle FCCL et WRB ont été constituées avait pour objectif la mise sur pied d'une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord. Le recours à deux partenariats pour former une coentreprise intégrée, au départ neutre sur le plan de la fiscalité, se justifiait du fait que les actifs sont situés dans différents territoires de compétence fiscale. Les partenariats sont des entités intermédiaires dotées d'une durée de vie limitée.
- Les partenariats exigent des partenaires (Cenovus d'une part et ConocoPhillips ou Phillips 66 d'autre part, ou leurs filiales respectives) qu'ils fassent des apports si les fonds sont insuffisants pour que les partenariats s'acquittent de leurs obligations ou règlent leurs passifs. L'expansion passée et future de FCCL et de WRB est tributaire du financement consenti par les partenaires au moyen d'effets à payer et de prêts octroyés aux partenariats. Les partenariats n'ont pas contracté d'emprunts auprès de tiers.
- Le fonctionnement de FCCL est le même que celui de la plupart des relations de participation directe de l'Ouest canadien, dans lesquelles un partenaire est l'exploitant et extrait les produits au nom de l'ensemble des participants. La structure de WRB est fort semblable, à ceci près que son contexte opérationnel est celui du raffinage.
- En tant qu'exploitants, Cenovus et Phillips 66, directement ou par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, assurent la commercialisation, achètent les charges d'alimentation nécessaires et s'occupent du transport et du stockage pour le compte des partenaires, car les accords interdisent aux partenariats d'effectuer eux-mêmes ces tâches. En outre, les partenariats n'ont pas d'employés et ne pourraient donc pas s'en acquitter.
- Dans chacun des partenariats, la production revient à l'un des partenaires, ce qui indique que les partenaires ont des droits sur les avantages économiques découlant des actifs et l'obligation de financer les passifs des partenariats.

Actifs de prospection et d'évaluation

L'application de la méthode comptable de la société aux dépenses de prospection et d'évaluation exige de poser un jugement pour déterminer si un avantage économique futur est probable lorsque les activités n'ont pas atteint un stade où la faisabilité technique et la viabilité commerciale peuvent être établies de façon raisonnable. Divers facteurs sont pris en compte, tels que les résultats des travaux de forage, les programmes d'investissement à venir, les charges d'exploitation futures ainsi que les réserves et les ressources estimatives. En outre, la direction fait appel au jugement pour déterminer à quel moment les actifs de prospection et d'évaluation doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles. Pour déterminer ce moment, divers facteurs sont pris en compte, notamment l'existence de réserves, ainsi que le fait de savoir si les approbations appropriées ont été reçues des organismes de réglementation et dans le cadre du mécanisme d'approbation interne de la société.

Délimitation des unités génératrices de trésorerie

Une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») s'entend du niveau le plus bas d'actifs intégrés générant des entrées de trésorerie séparément identifiables qui sont largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Le classement des actifs et la répartition des actifs communs entre les UGT font considérablement appel au jugement et à l'interprétation. Les facteurs pris en compte dans le classement sont notamment l'intégration entre les actifs, le partage des infrastructures, l'existence de points de vente communs, la région géographique concernée, la structure géologique des actifs et la façon dont la direction fait le suivi de ses activités et prend des décisions à leur sujet. L'évaluation du caractère récupérable des actifs en amont, des actifs de raffinage, des actifs de transport ferroviaire de pétrole brut et des actifs communs se fait au niveau des UGT. C'est pourquoi la délimitation des UGT pourrait avoir une incidence importante sur les pertes de valeur et les reprises.

B) Principales sources d'incertitude relative aux estimations

Les estimations comptables d'importance critique sont celles qui font en sorte que la direction doit poser des jugements particulièrement subjectifs ou complexes sur des sujets par nature incertains. Les estimations et les hypothèses qui les sous-tendent sont examinées périodiquement, et toute révision des estimations comptables est comptabilisée dans la période au cours de laquelle la révision est effectuée. Sont présentées ci-après les hypothèses clés quant à l'avenir et les autres sources d'estimation à la fin de la période de présentation de l'information qui, si elles étaient modifiées, pourraient entraîner un ajustement significatif de la valeur comptable des actifs et des passifs de l'exercice à venir.

Réserves de pétrole brut et de gaz naturel

L'estimation des réserves de pétrole brut et de gaz naturel comporte en soi un certain nombre d'incertitudes. L'estimation des réserves repose sur plusieurs variables, notamment les quantités récupérables d'hydrocarbures, le coût de l'élaboration des infrastructures nécessaires pour récupérer les hydrocarbures, les coûts de production, le prix de vente estimatif des hydrocarbures produits, les paiements de redevances et les impôts. Toute variation de ces variables pourrait avoir une incidence considérable sur les estimations des réserves, ce qui se répercuterait sur les tests de dépréciation à la juste valeur, moins les coûts de sortie, et la charge d'amortissement et d'épuisement relatifs aux actifs de pétrole brut et de gaz naturel de la société dans les secteurs Sables bitumineux et Deep Basin. Les réserves de la société sont établies chaque année par des évaluateurs de réserves indépendants agréés qui les transmettent à la société.

Valeur recouvrable

Le calcul de la valeur recouvrable d'une UGT ou d'un actif donné exige l'utilisation d'estimations et d'hypothèses, qui sont susceptibles d'être modifiées lorsque de nouvelles informations sont disponibles. Dans le cas des actifs en amont de la société, ces estimations portent notamment sur les prix à terme des marchandises, les volumes de production prévus, le volume des réserves et des ressources, les taux d'actualisation, les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation futurs, ainsi que les taux d'imposition. La valeur recouvrable des actifs de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la Société repose sur des hypothèses à l'égard de la production, des prix à terme des marchandises, des charges d'exploitation, de la capacité de transport, de l'état de l'offre et de la demande et des taux d'imposition. Toute modification apportée aux hypothèses entrant dans la détermination de la valeur recouvrable pourrait avoir une incidence sur la valeur comptable des actifs visés.

Coûts de démantèlement

Des provisions sont comptabilisées à l'égard des futures activités de démantèlement et de remise en état visant les actifs en amont de la société, ses actifs de raffinage et son terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, au terme de leur durée économique. La direction a recours au jugement pour évaluer l'existence d'un passif futur et en estimer le montant. Le coût réel de démantèlement et de remise en état des lieux est incertain et les estimations de coûts peuvent changer en fonction de nombreux facteurs, dont les modifications des exigences prévues par la loi, les avancements technologiques, l'inflation et le moment prévu pour le démantèlement et la remise en état des lieux. De plus, la direction établit le taux d'actualisation approprié à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Ce taux d'actualisation, ajusté en fonction de la qualité de crédit, sert à établir la valeur actuelle des sorties de trésorerie futures estimatives requises pour régler l'obligation et peut changer en fonction de nombreux facteurs du marché.

Provisions au titre de contrats déficitaires

Un contrat est jugé déficitaire lorsque les coûts inévitables engagés pour satisfaire aux obligations contractuelles sont supérieurs aux avantages économiques découlant du contrat. La direction doit recourir à son jugement pour déterminer quand comptabiliser une provision au titre de contrats déficitaires et utiliser des estimations et des hypothèses, notamment en ce qui concerne la nature, la portée et le calendrier des flux de trésorerie futurs et des taux d'actualisation relativement au contrat.

Juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises

La juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, notamment le paiement conditionnel et le goodwill, est établie selon l'information disponible à la date d'acquisition. Diverses techniques d'évaluation sont appliquées afin de mesurer la juste valeur, notamment des données comparables du marché et les flux de trésorerie actualisés qui reposent sur des hypothèses telles que les prix à terme des marchandises, les estimations des réserves et des ressources, les coûts de production, la volatilité, les cours du change entre le dollar canadien et le dollar américain et les taux d'actualisation. Toute variation de ces variables pourrait avoir une incidence significative sur la valeur comptable de l'actif net.

Charge d'impôt sur le résultat

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels Cenovus exerce ses activités peuvent changer. Un certain nombre de questions d'ordre fiscal est généralement à l'étude. L'impôt sur le résultat fait par conséquent l'objet d'une incertitude relative à la mesure.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

Des actifs d'impôt différé sont constatés dans la mesure où il est probable que les différences temporelles déductibles seront recouvrées au cours des périodes à venir. L'évaluation de la recouvrabilité se fonde sur de nombreuses estimations, dont une évaluation du moment où les différences temporelles seront résorbées, une analyse du montant du bénéfice imposable futur, l'accessibilité à des flux de trésorerie pour compenser les actifs d'impôt lorsque la résorption aura lieu et l'application des législations fiscales. À l'égard de certaines transactions, la détermination de l'impôt définitif est incertaine. La modification des hypothèses utilisées pour évaluer la recouvrabilité pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés dans les périodes à venir.

6. CHARGES FINANCIÈRES

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Charge d'intérêts – Emprunts à court terme et dette à long terme	516	571	341
Prime (escompte) au remboursement de la dette à long terme (note 22)	17	-	-
Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement (note 25)	62	48	28
Autres	32	26	21
	627	645	390

7. (PROFIT) PERTE DE CHANGE, MONTANT NET

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
(Profit) perte de change latent(e) à la conversion des éléments suivants :			
Titres d'emprunt libellés en \$ US et émis au Canada	602	(665)	(196)
Autres	47	(192)	7
(Profit) perte de change latent(e)	649	(857)	(189)
(Profit) perte de change réalisé(e)	205	45	(9)
	854	(812)	(198)

8. SORTIES

Le 6 septembre 2018, la société a conclu la vente de Cenovus Pipestone Partnership (« CPP »), filiale détenue en propriété exclusive, dont elle a tiré un produit en trésorerie de 625 M\$, avant les ajustements de clôture. CPP détenait l'usine à gaz naturel et de liquides Pipestone et Wembley de la société au nord-ouest de l'Alberta; la vente prenait également en compte la participation directe exploitée de 39 % de la société dans l'usine à gaz Wembley. Une perte de 797 M\$ avant impôt a été comptabilisée à la vente (557 M\$ après impôt).

En 2016, la société a conclu la vente d'un terrain à une tierce partie non liée en contrepartie d'un montant en trésorerie de 8 M\$, donnant lieu à une perte de 5 M\$. La société a également vendu du matériel, donnant lieu à une perte de 1 M\$. Les actifs vendus, les passifs connexes et les résultats s'y rapportant étaient comptabilisés par le secteur Hydrocarbures classiques.

Pour des renseignements concernant les sorties liées aux activités abandonnées, il y a lieu de se reporter à la note 11.

9. ACQUISITION

Acquisition de FCCL et de Deep Basin

A) Résumé de l'acquisition

Le 17 mai 2017, Cenovus a acquis auprès de ConocoPhillips Company et de certaines de ses filiales (collectivement, « ConocoPhillips ») une participation de 50 % dans FCCL et la majorité des actifs de pétrole brut conventionnel et de gaz naturel situés dans l'Ouest canadien de ConocoPhillips (les « actifs du Deep Basin »). L'acquisition auprès de ConocoPhillips (l'« acquisition ») a donné à Cenovus le contrôle sur ses activités liées aux sables bitumineux, a doublé sa production tirée des sables bitumineux et a presque doublé ses réserves prouvées de bitume. L'acquisition des actifs du Deep Basin a procuré à la société des possibilités de mise en valeur à cycle court assorties d'un potentiel de rendement élevé en Alberta et en Colombie-Britannique.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition en vertu d'IFRS 3. Selon cette méthode, les actifs et les passifs sont comptabilisés à leur juste valeur à la date de l'acquisition, et le coût d'acquisition total est réparti entre les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles acquises et les passifs repris. Tout excédent du coût d'acquisition par rapport à la juste valeur des actifs nets acquis est comptabilisé à titre de goodwill.

B) Actifs identifiables acquis et passifs identifiables repris

Le tableau suivant résume les montants des actifs acquis et des passifs repris comptabilisés à la date d'acquisition.

	Notes	
100 % des montants comptabilisés au titre des actifs identifiables acquis et des passifs repris pour FCCL		
Trésorerie		880
Comptes débiteurs et produits à recevoir		964
Stocks		345
Actifs de prospection et d'évaluation	17	491
Immobilisations corporelles	18	22 717
Autres actifs		27
Comptes créditeurs et charges à payer		(445)
Passifs relatifs au démantèlement	25	(277)
Autres passifs		(8)
Impôt différé		(2 506)
		22 188
Montants comptabilisés au titre des actifs identifiables acquis et des passifs repris pour Deep Basin		
Comptes débiteurs et produits à recevoir		16
Stocks		14
Actifs de prospection et d'évaluation	17	3 117
Immobilisations corporelles	18	3 600
Comptes créditeurs et charges à payer		(6)
Passifs relatifs au démantèlement	25	(667)
		6 074
Total de l'actif net identifiable		28 262

C) Contrepartie totale

La contrepartie totale de l'acquisition se compose d'un montant en trésorerie de 10,6 G\$ US et de 208 millions d'actions ordinaires de Cenovus, majorés des ajustements de clôture. Parallèlement, Cenovus a convenu d'effectuer certains paiements conditionnels trimestriels à ConocoPhillips durant cinq ans après le 17 mai 2017 si le prix du pétrole brut dépasse un seuil défini. Le tableau suivant résume la juste valeur de la contrepartie.

Actions ordinaires	2 579
Trésorerie	15 005
	17 584
Estimation du paiement conditionnel (note 23)	361
Contrepartie totale	17 945

À la clôture de la transaction, la société a émis 208 millions d'actions ordinaires en faveur de ConocoPhillips, comptabilisées à raison de 12,40 \$ par action, soit la juste valeur estimative à des fins comptables.

La contrepartie en trésorerie s'est établie à 10,6 G\$ US, avant les ajustements de clôture, et elle a été financée par le biais d'un placement d'actions ordinaires par prise ferme (voir la note 28) et un placement aux États-Unis de billets non garantis de premier rang (voir la note 22). De plus, Cenovus a emprunté 3,6 G\$ aux termes d'une facilité de crédit-relais liée à la vente d'actifs engagée (voir la note 22). Le reliquat du coût d'acquisition en trésorerie a été financé au moyen des fonds en caisse et d'un prélèvement aux termes de la facilité de crédit engagée existante de Cenovus.

Le paiement conditionnel estimatif lié à la production tirée des sables bitumineux rend compte du fait que Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips pendant cinq ans après la date de clôture pour les trimestres durant lesquels le prix moyen du pétrole brut du Western Canadian Select (« WCS ») dépasse 52,00 \$ le baril. Le paiement trimestriel s'établira à 6 M\$ par tranche de un dollar du prix du WCS dépassant le seuil de 52,00 \$ le baril. Il n'y a aucune modalité concernant un paiement maximal. Le calcul comporte un mécanisme

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

d'ajustement tenant compte de certaines interruptions de production importantes à Foster Creek et à Christina Lake, qui pourra réduire le montant d'un paiement conditionnel.

Le paiement conditionnel est comptabilisé à titre d'option financière. La juste valeur au 17 mai 2017, soit 361 M\$, a été établie en déterminant la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs attendus à l'aide d'un modèle d'évaluation du prix des options, qui suppose que la distribution des probabilités pour le WCS repose sur la volatilité des options sur le West Texas Intermediate (« WTI »), la volatilité des options sur le cours de change entre le dollar canadien et le dollar américain et le prix à terme du WCS, et actualisée au taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de 2,9 %. Le paiement conditionnel est réévalué à la juste valeur à chaque date de clôture, les variations de la juste valeur étant inscrites dans le résultat net (voir la note 23).

D) Goodwill

Le goodwill découlant de l'acquisition a été comptabilisé comme suit :

	Notes	
Coût d'acquisition total	9C	17 945
Juste valeur de la participation de 50 % précédemment détenue dans FCCL		12 347
Juste valeur de l'actif net identifiable	9B	(28 262)
Goodwill		2 030

Juste valeur de la participation de 50 % précédemment détenue dans FCCL

Avant l'acquisition, la participation de 50 % de Cenovus dans FCCL était contrôlée conjointement avec ConocoPhillips et elle répondait à la définition d'entreprise commune aux termes d'IFRS 11; par conséquent, Cenovus comptabilisait sa quote-part dans les actifs, les passifs, les produits et les charges dans son résultat consolidé. Après l'acquisition, Cenovus contrôle FCCL, tel qu'il est établi dans IFRS 10; par conséquent, FCCL a été consolidée à compter de la date d'acquisition. Conformément à IFRS 3, lorsque l'acquéreur obtient le contrôle par étapes, la participation déjà détenue est réévaluée à la juste valeur à la date d'acquisition, les profits ou pertes en découlant étant comptabilisés en résultat net. La juste valeur à la date d'acquisition de la participation précédemment détenue s'établissait à 12,3 G\$ et elle a été prise en compte dans l'évaluation de la contrepartie totale transférée. La valeur comptable des actifs de FCCL s'établissait à 9,7 G\$. Cenovus a ainsi comptabilisé un profit à la réévaluation hors trésorerie de 2,6 G\$ (1,9 G\$ après impôt) à la réévaluation de la juste valeur de sa participation existante dans FCCL.

Un goodwill a été comptabilisé dans le cadre des passifs d'impôt différé attribuables à l'écart entre le coût d'acquisition attribué aux actifs et aux passifs de FCCL selon la juste valeur et la valeur fiscale de ces actifs et passifs. De plus, la contrepartie versée pour FCCL rendait compte d'une prime de contrôle, donnant lieu à une hausse de la valeur par rapport à la juste valeur de l'actif net acquis.

E) Coûts d'acquisition

La société a engagé des coûts d'acquisition de 56 M\$, compte non tenu des frais d'émission d'actions ordinaires et de titres d'emprunt. Ces coûts ont été pris en compte dans les coûts de transaction aux états consolidés des résultats.

Les coûts d'émission de titres d'emprunt liés au financement de l'acquisition se sont établis à 72 M\$. Ces coûts sont déduits de la valeur comptable de la dette et amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

F) Services de transition

Aux termes de la convention d'achat et de vente, Cenovus et ConocoPhillips ont convenu de certains services de transition dans le cadre desquels ConocoPhillips fournit certains services quotidiens dont a besoin Cenovus pendant une période d'environ neuf mois. Ces transactions sont conclues dans le cours normal des activités et sont évaluées à la valeur d'échange.

En 2017, des coûts liés aux services de transition d'environ 40 M\$ ont été inscrits dans les frais généraux et frais d'administration.

G) Produits des activités ordinaires et contribution au résultat net

L'entreprise acquise a contribué aux produits des activités ordinaires à hauteur de 3,3 G\$ et au résultat net à hauteur de 172 M\$ pour la période allant du 17 mai 2017 au 31 décembre 2017.

Si la clôture de l'acquisition était survenue le 1^{er} janvier 2017, les produits des activités ordinaires et le résultat net pro forma consolidés de Cenovus pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2017 se seraient établis respectivement à 19,0 G\$ et 3,5 G\$.

10. CHARGES DE DÉPRÉCIATION ET REPRISES

A) Dépréciations nettes des unités génératrices de trésorerie (« UGT »)

Les unités génératrices de trésorerie (« UGT ») sont évaluées chaque trimestre, ou lorsque les événements et les circonstances indiquent que leur valeur comptable peut être supérieure à leur valeur recouvrable, en vue de déterminer s'il y a des indications de dépréciation. Le goodwill fait l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois l'an. Aux fins des tests de dépréciation, le goodwill est réparti à l'UGT à laquelle il se rapporte.

Dépréciations des activités en amont en 2018

Au 31 décembre 2018, la valeur comptable de l'actif net de la société était supérieure à sa capitalisation boursière; par conséquent, la société a soumis ses UGT en amont à un test de dépréciation. Au 31 décembre 2018, le goodwill ou les UGT de la société n'avaient subi aucune dépréciation. En revanche, le test de dépréciation a montré que des pertes de valeur antérieures devraient faire l'objet d'une reprise.

Au 31 décembre 2018, la valeur recouvrable de l'UGT Clearwater était estimée à 761 M\$. Plus tôt en 2018 et en 2017, des pertes de valeur de 100 M\$ et de 56 M\$, respectivement, ont été comptabilisées en raison du fléchissement des prix à terme. La perte de valeur a été comptabilisée à titre de dotation à l'amortissement et l'épuisement supplémentaire du secteur Deep Basin. Au quatrième trimestre de 2018, la société a procédé à la reprise de pertes de valeur de 132 M\$, déduction faite de la dotation à l'amortissement et de l'épuisement qui aurait été inscrite en l'absence de perte de valeur. La reprise est attribuable à l'amélioration de la récupération, aux prolongements et au rendement des puits, outre les changements apportés au plan de mise en valeur.

Aucune perte de valeur visant le goodwill n'a été comptabilisée pendant l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Principales hypothèses

Les valeurs recouvrables des UGT en amont de Cenovus ont été déterminées en fonction de la juste valeur diminuée des coûts de sortie ou d'une évaluation d'opérations portant sur des actifs comparables. La juste valeur des actifs productifs a été calculée en fonction des flux de trésorerie actualisés après impôt qui seraient tirés des réserves prouvées et probables et des prix à terme et coûts estimatifs, conformément aux estimations effectuées par les évaluateurs de réserves indépendants agréés de Cenovus (niveau 3). Les hypothèses clés entrant dans la détermination des flux de trésorerie futurs qui seront tirés des réserves sont les prix du pétrole brut et du gaz naturel, les coûts de mise en valeur et le taux d'actualisation. Toutes les réserves ont été évaluées au 31 décembre 2018 par des évaluateurs de réserves indépendants agréés.

Prix du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel

Les prix à terme au 31 décembre 2018 utilisés pour déterminer les flux de trésorerie futurs générés par les réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel sont les suivants :

	2019	2020	2021	2022	2023	Hausse annuelle moyenne par la suite
WTI (\$ US/baril)	58,58	64,60	68,20	71,00	72,81	2,0 %
WCS (\$ CA/baril)	51,55	59,58	65,89	68,61	70,53	2,1 %
Edmonton C5+ (\$ CA/baril)	70,10	79,21	83,33	86,20	88,16	2,0 %
AECO (\$ CA/kpi ³) ¹⁾	1,88	2,31	2,74	3,05	3,21	2,0 %

1) Gaz naturel de l'Alberta Energy Company (« AECO »). Selon une puissance calorifique hypothétique de un million de Btu (unités thermiques britanniques) par millier de pieds cubes de gaz.

Taux d'actualisation et d'inflation

Les évaluations des flux de trésorerie futurs actualisés sont faites selon un taux d'actualisation entre 10 % et 15 % en fonction des caractéristiques individuelles des UGT considérées et d'autres facteurs économiques et opérationnels. Le taux d'inflation est estimé à 2 %.

Dépréciations des activités en amont en 2017

Au 31 décembre 2017, la société a soumis l'UGT Clearwater à un test de dépréciation en raison du fléchissement des prix à terme des marchandises. De ce fait, une perte de valeur de 56 M\$ a été comptabilisée à l'égard de l'UGT Clearwater. La perte de valeur a été comptabilisée à titre de dotation à l'amortissement et l'épuisement supplémentaire du secteur Deep Basin. Au 31 décembre 2017, la valeur recouvrable de l'UGT Clearwater était estimée à environ 295 M\$, compte non tenu des actifs de Clearwater reclassés dans les actifs disponibles à la vente.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

Aucune perte de valeur visant le goodwill n'a été comptabilisée pendant l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Principales hypothèses

La juste valeur des actifs productifs a été calculée en fonction des flux de trésorerie actualisés après impôt qui seraient tirés des réserves prouvées et probables et des prix à terme et coûts estimatifs, conformément aux estimations effectuées par les évaluateurs de réserves indépendants agréés de Cenovus (niveau 3). Les évaluations des flux de trésorerie futurs actualisés sont faites selon un taux d'actualisation entre 10 % et 15 % en fonction des caractéristiques individuelles des UGT considérées et d'autres facteurs économiques et opérationnels. Les prix à terme au 31 décembre 2017 utilisés pour déterminer les flux de trésorerie futurs générés par les réserves de pétrole brut et de gaz naturel sont les suivants :

	2018	2019	2020	2021	2022	Hausse annuelle moyenne par la suite
WTI (\$ US/baril)	57,50	60,90	64,13	68,33	71,19	2,1 %
WCS (\$ CA/baril)	50,61	56,59	60,86	64,56	66,63	2,1 %
Edmonton C5+ (\$ CA/baril)	72,41	74,90	77,07	81,07	83,32	2,1 %
AECO (\$ CA/kpi ³)	2,43	2,77	3,19	3,48	3,67	2,0 %

Dépréciations nettes des activités en amont en 2016

Au 31 décembre 2016, la valeur recouvrable de l'UGT Nord de l'Alberta a été évaluée à 1,1 G\$. Auparavant, des pertes de valeur respectives de 564 M\$ ont été comptabilisées en raison surtout d'une baisse des prix à long terme du pétrole brut lourd et d'un ralentissement du plan de mise en valeur. Au quatrième trimestre de 2016, la société a procédé à la reprise d'une tranche de 400 M\$ des pertes de valeur, déduction faite de l'amortissement et l'épuisement qui auraient été comptabilisés si aucune dépréciation n'avait été constatée. La reprise découle de la hausse de la valeur recouvrable estimative de l'UGT attribuable à une réduction moyenne des charges d'exploitation futures attendues de 5 % et à une baisse des coûts de mise en valeur futurs, facteurs compensés en partie par une diminution des réserves estimatives. Les pertes de valeur et la reprise ultérieure ont été comptabilisées à titre d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques, qui a été classé à titre d'activités abandonnées. L'UGT Nord de l'Alberta comprend les actifs productifs Pelican Lake et Elk Point et d'autres nouveaux actifs qui sont au stade de la prospection et de l'évaluation.

Au 31 décembre 2016, la valeur recouvrable des immobilisations corporelles de l'UGT Suffield a été évaluée à 548 M\$. Plus tôt en 2016, une perte de valeur de 65 M\$ a été comptabilisée en raison surtout d'une baisse des prix à terme à long terme du gaz naturel et du pétrole brut lourd. Au quatrième trimestre de 2016, la société a procédé à la reprise de la totalité de la perte de valeur, déduction faite de l'amortissement et l'épuisement qui auraient été comptabilisés si aucune dépréciation n'avait été constatée (62 M\$). La reprise découle de la baisse des redevances futures attendues, qui a fait augmenter la valeur recouvrable estimative de l'UGT. La perte de valeur et la reprise subséquente ont été comptabilisées à titre d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques, qui a été classé à titre d'activités abandonnées. L'UGT Suffield comprend la production de gaz naturel et de pétrole brut lourd sur la base des Forces armées canadiennes en Alberta.

Aucune perte de valeur visant le goodwill n'a été comptabilisée pendant l'exercice clos le 31 décembre 2016.

B) Dépréciations des actifs et réductions de valeur

Actifs de prospection et d'évaluation

Au quatrième trimestre de 2018, la direction a parachevé un examen exhaustif du plan de mise en valeur du secteur Deep Basin en tenant compte de facteurs comme les stocks de puits, la cadence de mise en valeur, les contraintes en matière d'infrastructures, les seuils économiques et les dépenses d'investissement limitées visant les actifs à l'avenir. C'est pourquoi des coûts de prospection et d'évaluation déjà incorporés de 2,1 G\$ ont été radiés et comptabilisés à titre de coûts de prospection dans les zones Elmworth, Wapiti, Kaybob, Edson et Clearwater au sein du secteur Deep Basin.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, la société a réduit la valeur de certains actifs de prospection et d'évaluation, car leur valeur comptable n'était pas jugée recouvrable. Par conséquent, 888 M\$ de coûts déjà incorporés ont été comptabilisés à titre de coûts de prospection. Ces actifs sont surtout situés dans l'UGT Borealis du secteur Sables bitumineux. La décision de la direction reposait sur un examen détaillé des dépenses engagées à ce jour, les décisions prises au cours des récentes années de limiter les dépenses visant ces actifs et l'actuel plan d'affaires en matière des dépenses futures concernant ces biens. En date des présentes, la direction ne prend aucun autre engagement important en matière de financement hormis celui requis pour conserver la propriété de cette importante ressource. En outre, les modifications à la réglementation visant le processus de demande de redevances pour les projets de sables bitumineux ont une incidence sur la viabilité économique de ces projets.

En 2016, une tranche de 2 M\$ de coûts de prospection et d'évaluation déjà incorporés a été radiée et comptabilisée à titre de coûts de prospection dans le secteur Sables bitumineux.

Immobilisations corporelles, montant net

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la société a comptabilisé une perte de valeur de 6 M\$ relativement au secteur Sables bitumineux au titre d'actifs de technologie de l'information qui ont été ramenés à leur valeur recouvrable.

En 2017, la société a comptabilisé une perte de valeur de 21 M\$ liée au matériel dont la valeur a été ramenée à sa valeur recouvrable. La perte de valeur a trait au secteur Sables bitumineux.

En 2016, la société a comptabilisé une perte de valeur de 20 M\$ liée principalement au matériel dont la valeur a été ramenée à sa valeur recouvrable. La perte de valeur a été comptabilisée à titre de dotation à l'amortissement et à l'épuisement supplémentaire du secteur Hydrocarbures classiques, qui a été classé à titre d'activités abandonnées. La société a également inscrit une perte de valeur de 16 M\$ liée à des coûts d'études techniques préliminaires associés à un projet qui a été abandonné et la valeur du matériel a été ramenée à sa valeur recouvrable. La perte de valeur a été comptabilisée à titre de dotation à l'amortissement et à l'épuisement supplémentaire du secteur Sables bitumineux. Des améliorations locatives de 4 M\$ ont également été radiées et comptabilisées à titre de dotation à l'amortissement et à l'épuisement supplémentaire du secteur Activités non sectorielles et éliminations.

11. ACTIFS DISPONIBLES À LA VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES

En 2017, la société annonçait son intention de se dessaisir de secteur Hydrocarbures classiques et de commercialiser en vue de la vente un ensemble d'actifs non essentiels du Deep Basin dans la zone d'East Clearwater et une partie des actifs de West Clearwater. Le secteur Hydrocarbures classiques comprenait notamment les actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, le projet de récupération assistée des hydrocarbures au dioxyde de carbone de Weyburn et le pétrole brut classique, ainsi que les actifs de LGN et de gaz naturel des zones Suffield et Palliser dans le sud de l'Alberta. Les actifs et les passifs connexes ont été reclassés comme instruments disponibles à la vente et le résultat d'exploitation a été inscrit comme activités abandonnées.

A) Actifs et passifs disponibles à la vente

Le secteur Hydrocarbures classiques et les actifs non essentiels du secteur Deep Basin ont été classés comme disponibles à la vente et comptabilisés à leur valeur comptable ou à leur juste valeur diminuée des coûts de sortie, selon la moins élevée des deux. Les actifs et les passifs disponibles à la vente comprennent également les activités à Suffield, lesquelles ont été vendues le 5 janvier 2018. Aucune dépréciation n'a été comptabilisée à l'égard des actifs disponibles à la vente au 31 décembre 2017.

En décembre 2018, la direction a décidé d'abandonner le processus de vente de l'actif Clearwater. Malgré des pourparlers avec des acquéreurs potentiels, aucune offre répondant aux attentes de la direction n'a été présentée. Du fait de cette décision, au 31 décembre 2018, les actifs et les passifs relatifs au démantèlement connexes ont été reclassés des éléments disponibles à la vente aux actifs de prospection et d'évaluation, aux immobilisations corporelles et aux passifs relatifs au démantèlement à leur valeur comptable. L'épuisement, calculé selon le mode de l'amortissement proportionnel au rendement, a été comptabilisé au quatrième trimestre. Les actifs n'ont subi aucune dépréciation avant leur reclassement.

Au 31 décembre 2018, aucun actif n'était classé comme étant disponible à la vente.

	Actifs de prospection et d'évaluation	Immobilisations corporelles	Passifs relatifs au démantèlement
31 décembre 2017			
Hydrocarbures classiques	-	568	454
Deep Basin	46	434	149
	<u>46</u>	<u>1 002</u>	<u>603</u>

B) Résultat des activités abandonnées

Le 5 janvier 2018, la société a conclu la vente de ses actifs de pétrole brut et de gaz naturel à Suffield, dans le sud de l'Alberta, pour un produit en trésorerie de 512 M\$, avant les ajustements de clôture. Un profit à la sortie avant impôt de 343 M\$ a été comptabilisé dans le cadre de la vente. La convention comprend un rajustement du coût d'acquisition différé qui donne à Cenovus la possibilité de profiter d'ajustements du coût d'acquisition d'au plus 36 M\$ si les prix moyens du pétrole brut et du gaz naturel augmentent au cours des deux exercices suivant la clôture de la sortie.

Le rajustement du coût d'acquisition différé constitue une entente de deux ans à compter de la clôture de la vente. Aux termes de la convention d'achat et de vente, Cenovus a droit à des versements en espèces pour chaque mois au cours duquel le cours quotidien moyen du WTI est supérieur à 55 \$ US le baril ou si le cours du gaz naturel au carrefour Henry est supérieur à 3,50 \$ US le million d'unités thermiques britanniques. Les versements en espèces

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

mensuels sont plafonnés respectivement à 375 000 \$ et à 1 125 M\$ pour le pétrole brut et le gaz naturel. Le rajustement du coût d'acquisition différé sera comptabilisé à titre d'option financière et sa juste valeur sera établie chaque date de présentation de l'information financière. La juste valeur du rajustement du coût d'acquisition différé à la date de clôture s'établissait à 7 M\$.

En 2017, la société a vendu la majorité des biens de son secteur Hydrocarbures classiques dont elle a tiré un produit brut total de 3,2 G\$ avant les ajustements de clôture. Un profit à la sortie avant impôt de 1,3 G\$ a été comptabilisé dans le cadre de la vente.

Le tableau suivant présente le résultat des activités abandonnées, y compris les sorties d'actifs :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Produits des activités ordinaires			
Chiffre d'affaires brut	14	1 309	1 267
Moins les redevances	3	174	139
	11	1 135	1 128
Charges			
Frais de transport et de fluidification	1	167	186
Charges d'exploitation	(28)	426	444
Taxes sur la production et impôts miniers	1	18	12
(Profit) perte à la gestion des risques	-	33	(58)
Marge d'exploitation	37	491	544
Amortissement et épuisement	-	192	567
Coûts de prospection	-	2	-
Charges financières	1	80	102
Résultat découlant des activités abandonnées, avant impôt	36	217	(125)
Charge (produit) d'impôt exigible	-	24	86
Charge (produit) d'impôt différé	9	33	(125)
Résultat découlant des activités abandonnées, après impôt	27	160	(86)
Profit (perte) sur les activités abandonnées, après impôt¹⁾	220	938	-
Résultat net découlant des activités abandonnées	247	1 098	(86)

1) Déduction faite de la charge d'impôt différé de 81 M\$ en 2018 (347 M\$ en 2017).

C) Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées

Les flux de trésorerie liés aux activités abandonnées inscrits au tableau consolidé des flux de trésorerie se ventilent comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	36	448	435
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'investissement	404	2 993	(168)
Flux de trésorerie nets	440	3 441	267

12. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

La charge d'impôt sur le résultat s'établit comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Impôt exigible			
Canada	(128)	(217)	(260)
États-Unis	2	(38)	1
Charge (produit) d'impôt exigible	(126)	(255)	(259)
Charge (produit) d'impôt différé	(884)	203	(84)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat des activités poursuivies	(1 010)	(52)	(343)

En 2018, en 2017 et en 2016, la société a comptabilisé un produit d'impôt exigible découlant du report de pertes à des fins fiscales et d'ajustements d'exercices antérieurs. Le produit d'impôt maximal a été atteint en 2018.

En 2018, la société a comptabilisé un produit d'impôt différé visant les pertes de la période en cours, notamment la réduction de valeur visant les actifs de prospection et d'évaluation, ainsi qu'un montant de 78 M\$ découlant d'un ajustement de la base fiscale des actifs de raffinage de la société. L'accroissement de la base fiscale découle du fait qu'un partenaire de la société a comptabilisé un profit imposable sur sa participation dans WRB qui, en raison d'un choix fait auprès des autorités fiscales américaines, a été ajouté à la base fiscale des actifs de WRB. Une charge

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

d'impôt différé a été inscrite en 2017 en raison du profit à la réévaluation de la participation précédemment détenue par la société dans le cadre de l'acquisition, déduction faite de la réduction du taux d'imposition fédéral américain des sociétés, qui est passé de 35 % à 21 %, réduisant ainsi le passif d'impôt différé de la société et l'incidence des réductions de valeur des actifs de prospection et d'évaluation.

Le tableau suivant présente le rapprochement de l'impôt sur le résultat calculé au taux prévu par la loi au Canada et de l'impôt sur le résultat comptabilisé :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Résultat découlant des activités poursuivies, avant impôt	(3 926)	2 216	(802)
Taux prévu par la loi au Canada	27,0 %	27,0 %	27,0 %
Charge (produit) d'impôt sur le résultat prévue des activités poursuivies	(1 060)	598	(217)
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :			
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	(57)	(17)	(46)
(Gains) pertes en capital non imposables	82	(129)	(26)
(Gains) pertes en capital non comptabilisés	99	(99)	(26)
Ajustements découlant de déclarations antérieures	3	(41)	(46)
Comptabilisation de pertes en capital non comptabilisées précédemment	-	(68)	-
Comptabilisation de la base fiscale aux États-Unis	(78)	-	-
Modification du taux prévu par la loi	-	(275)	-
Dépenses non déductibles	2	(5)	5
Autres	(1)	(16)	13
Total de la charge (du produit) d'impôt des activités poursuivies	(1 010)	(52)	(343)
Taux d'imposition effectif	25,7 %	(2,3) %	42,8 %

Les passifs d'impôt différé et les actifs d'impôt différé sont analysés ci-après.

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017
Passifs d'impôt différé		
Passifs d'impôt différé à régler en deçà de 12 mois	47	186
Passifs d'impôt différé à régler dans plus de 12 mois	5 498	6 229
	5 545	6 415
Actifs d'impôt différé		
Actifs d'impôt différé à recouvrer en deçà de 12 mois	(57)	(374)
Actifs d'impôt différé à recouvrer dans plus de 12 mois	(627)	(428)
	(684)	(802)
Passif d'impôt différé, montant net	4 861	5 613

Les actifs d'impôt différé à recouvrer et les passifs d'impôt différé à régler en deçà de 12 mois correspondent à l'estimation que fait la direction du moment de la résorption des différences temporelles et peuvent ne pas correspondre à la charge d'impôt exigible de l'année suivante.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

La variation des passifs et des actifs d'impôt différé, compte non tenu de la compensation des soldes dans une même administration fiscale, se présente de la façon suivante :

	Immobi- lisations corporelles	Calendrier des éléments liés aux partenariats	Gestion des risques	Autres	Total
Passifs d'impôt différé					
31 décembre 2016	3 146	-	6	1	3 153
Imputés (crédités) au résultat	625	164	11	1	801
Imputés (crédités) à la répartition du coût d'acquisition	2 506	-	-	-	2 506
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	(45)	-	-	-	(45)
31 décembre 2017	6 232	164	17	2	6 415
Imputés (crédités) au résultat	(836)	(164)	27	49	(924)
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	54	-	-	-	54
31 décembre 2018	5 450	-	44	51	5 545

	Pertes fiscales non utilisées	Calendrier des éléments liés aux partenariats	Gestion des risques	Autres	Total
Actifs d'impôt différé					
31 décembre 2016	(270)	-	(85)	(213)	(568)
Imputés (crédités) au résultat	67	-	(198)	(87)	(218)
Imputés (crédités) au capital social	-	-	-	(28)	(28)
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	12	-	-	-	12
31 décembre 2017	(191)	-	(283)	(328)	(802)
Imputés (crédités) au résultat	(159)	-	282	8	131
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	(7)	-	-	(6)	(13)
31 décembre 2018	(357)	-	(1)	(326)	(684)

Passifs d'impôt différé, montant net	Total
Passifs d'impôt différé, montant net, au 31 décembre 2016	2 585
Imputés (crédités) au résultat	583
Imputés (crédités) à la répartition du coût d'acquisition	2 506
Imputés (crédités) au capital social	(28)
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	(33)
Passifs d'impôt différé, montant net, au 31 décembre 2017	5 613
Imputés (crédités) au résultat	(793)
Imputés (crédités) aux autres éléments du résultat global	41
Passifs d'impôt différé, montant net, au 31 décembre 2018	4 861

Aucun passif d'impôt différé n'a été comptabilisé au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017 à l'égard de différences temporelles liées aux participations dans des filiales et des partenariats dont la société peut contrôler le moment de la résorption et dont il est peu probable qu'elles se résorbent dans un avenir prévisible.

Les montants approximatifs des catégories fiscales, y compris des pertes fiscales, s'établissent comme suit :

31 décembre	2018	2017
Canada	7 935	8 317
États-Unis	1 391	1 714
	9 326	10 031

Au 31 décembre 2018, les catégories fiscales ci-dessus comprenaient des pertes autres qu'en capital au Canada de 1 375 M\$ (73 M\$ en 2017) et des pertes d'exploitation nettes aux États-Unis (gouvernement fédéral) de néant (593 M\$ en 2017) qui expirent au plus tôt en 2033.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

Toujours au 31 décembre 2018, les catégories fiscales incluaient également un montant net de pertes en capital au Canada de 8 M\$ (8 M\$ en 2017) qui pouvaient être reportées en avant pour réduire les futurs gains en capital. La totalité du montant net de ces pertes en capital n'était pas comptabilisée à titre d'actif d'impôt différé au 31 décembre 2018 (8 M\$ en 2017). La comptabilisation dépend des futurs gains en capital. La société n'a pas comptabilisé une tranche de 661 M\$ (293 M\$ en 2017) du montant net des pertes en capital, qui est associée aux pertes de change latentes sur sa dette libellée en dollars américains.

13. MONTANTS PAR ACTION

A) Résultat net par action – de base et dilué

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Résultat découlant des éléments suivants :			
Activités poursuivies	(2 916)	2 268	(459)
Activités abandonnées	247	1 098	(86)
Résultat net	(2 669)	3 366	(545)
Nombre moyen pondéré d'actions (en millions)	1 228,8	1 102,5	833,3
Effet dilutif des DRN de Cenovus	0,4	-	-
Nombre moyen pondéré d'actions, résultat dilué	1 229,2	1 102,5	833,3
Résultat de base et dilué par action découlant de ce qui suit : (\$)			
Activités poursuivies	(2,37)	2,06	(0,55)
Activités abandonnées	0,20	0,99	(0,10)
Résultat net par action	(2,17)	3,05	(0,65)

Au 31 décembre 2018, 34 millions de DRN (43 millions en 2017; 42 millions en 2016) et aucun DAAJ (81 000 en 2017 et 3 millions en 2016) ont été exclus du nombre moyen pondéré d'actions après dilution en raison de leur effet antidilutif ou parce que leur prix d'exercice est supérieur au cours des actions ordinaires de Cenovus. Ces instruments pourraient potentiellement diluer le résultat par action futur. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les régimes de rémunération fondée sur des actions, il y a lieu de se reporter à la note 30.

B) Dividendes par action

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, les dividendes versés par la société se sont chiffrés à 245 M\$, soit 0,20 \$ par action, dont la totalité a été versée en trésorerie (225 M\$, soit 0,20 \$ par action, en 2017; 166 M\$, soit 0,20 \$ par action, en 2016). Le conseil d'administration de Cenovus a déclaré un dividende au premier trimestre de 0,05 \$ par action, payable le 29 mars 2019 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2019.

14. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

31 décembre	2018	2017
Trésorerie	155	547
Placements à court terme	626	63
	781	610

15. COMPTES DÉBITEURS ET PRODUITS À RECEVOIR

31 décembre	2018	2017
Charges à payer	614	1 379
Charges payées d'avance et acomptes	45	64
Avances consenties à des partenaires	237	94
Créances clients	251	193
Montants à recevoir d'entreprises communes	37	51
Autres	54	49
	1 238	1 830

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

16. STOCKS

31 décembre	2018	2017
Produits		
Raffinage et commercialisation	703	894
Sables bitumineux	223	414
Deep Basin	-	2
Hydrocarbures classiques	-	2
Pièces et fournitures	87	77
	1 013	1 389

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, une somme d'environ 15 664 M\$ de stocks produits et achetés a été passée en charges (12 856 M\$ en 2017; 9 964 M\$ en 2016).

En raison du recul du prix des produits raffinés, Cenovus a comptabilisé une réduction de valeur de ses stocks de produits de 47 M\$, le montant connexe étant ramené du coût à la valeur nette de réalisation au 31 décembre 2018.

17. ACTIFS DE PROSPECTION ET D'ÉVALUATION

31 décembre 2016	Total
Entrées d'actifs	1 585
Acquisition (note 9) ¹⁾	147
Transferts aux actifs disponibles à la vente (note 11)	3 608
Transferts aux immobilisations corporelles (note 18)	(316)
Charges de prospection (note 10)	(6)
Variation des passifs relatifs au démantèlement	(890)
Autres	5
Sorties d'actifs ¹⁾	19
31 décembre 2017	(479)
Entrées d'actifs	3 673
Transferts aux actifs disponibles à la vente (note 11)	374
Transferts des actifs disponibles à la vente (note 11)	(1)
Charges de prospection (note 10)	46
Variation des passifs relatifs au démantèlement	(2 123)
Sorties d'actifs	(8)
31 décembre 2018	(1 176)
	785

1) Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a été réputée avoir cédé la participation qu'elle détenait dans FCCL et avoir acquis de nouveau cette participation à la juste valeur tel qu'il est requis par IFRS 3.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

18. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, MONTANT NET

	Actifs en amont				Total
	Mise en valeur et production	Autres actifs en amont	Matériel de raffinage	Autres ¹⁾	
COÛT					
31 décembre 2016	31 941	333	5 259	1 074	38 607
Entrées d'actifs	1 324	-	168	89	1 581
Acquisition (note 9) ²⁾	26 317	-	-	-	26 317
Transferts des actifs de prospection et d'évaluation (note 17)	6	-	-	-	6
Transferts aux actifs disponibles à la vente (note 11)	(19 719)	-	-	-	(19 719)
Variation des passifs relatifs au démantèlement	(67)	-	-	3	(64)
Variation des taux de change et autres	(28)	-	(364)	1	(391)
Sorties d'actifs (notes 8 et 11) ²⁾	(12 333)	-	(2)	-	(12 335)
31 décembre 2017	27 441	333	5 061	1 167	34 002
Entrées d'actifs	1 065	-	204	61	1 330
Transferts des actifs disponibles à la vente (note 11)	469	-	-	-	469
Variation des passifs relatifs au démantèlement	(279)	-	(3)	(3)	(285)
Variation des taux de change et autres	(6)	-	370	-	364
Sorties d'actifs (note 8)	(644)	-	-	(12)	(656)
31 décembre 2018	28 046	333	5 632	1 213	35 224
AMORTISSEMENT, ÉPUISEMENT ET DÉPRÉCIATION CUMULÉS					
31 décembre 2016	20 088	308	1 076	709	22 181
Amortissements et épuisement	1 653	23	209	68	1 953
Pertes de valeur (note 10)	77	-	-	-	77
Transferts aux actifs disponibles à la vente (note 11)	(16 120)	-	-	-	(16 120)
Variation des taux de change et autres	17	-	(91)	1	(73)
Sorties d'actifs (notes 8 et 11) ²⁾	(3 611)	-	(1)	-	(3 612)
31 décembre 2017	2 104	331	1 193	778	4 406
Amortissement et épuisement	1 874	2	217	64	2 157
Transferts des actifs disponibles à la vente (note 11)	35	-	-	-	35
Pertes de valeur (note 10)	106	-	-	-	106
Reprise de pertes de valeur (note 10)	(132)	-	-	-	(132)
Variation des taux de change et autres	(31)	-	32	-	1
Sorties d'actifs (note 8)	(38)	-	-	(9)	(47)
31 décembre 2018	3 918	333	1 442	833	6 526
VALEUR COMPTABLE					
31 décembre 2016	11 853	25	4 183	365	16 426
31 décembre 2017	25 337	2	3 868	389	29 596
31 décembre 2018	24 128	-	4 190	380	28 698

1) Comprend le terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, le mobilier de bureau, les agencements, les améliorations locatives, les technologies de l'information et les aéronefs.

2) Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a été réputée avoir cédé la participation qu'elle détenait dans FCCL et avoir acquis de nouveau cette participation à la juste valeur tel qu'il est requis par IFRS 3. La valeur comptable de la participation précédemment détenue dans FCCL s'établissait à 8 602 M\$.

Les immobilisations corporelles comprennent les montants suivants à l'égard des actifs en construction qui ne sont pas assujettis à l'amortissement et à l'épuisement :

31 décembre	2018	2017
Mise en valeur et production	1 818	1 809
Matériel de raffinage	181	131
	1 999	1 940

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

19. AUTRES ACTIFS

31 décembre	2018	2017
Placements en titres de capitaux propres	38	37
Créances à long terme	12	11
Montants payés d'avance	8	9
Autres	6	14
	64	71

20. GOODWILL

31 décembre	2018	2017
Valeur comptable à l'ouverture de l'exercice	2 272	242
Goodwill constaté à l'acquisition (note 9)	-	2 030
Valeur comptable à la clôture de l'exercice	2 272	2 272

Aux 31 décembre 2018 et 2017, la valeur comptable du goodwill lié aux UGT Primrose (Foster Creek) et Christina Lake de la société s'établissait respectivement à 1 171 M\$ et à 1 101 M\$.

Aux fins du test de dépréciation, le goodwill est attribué à l'UGT à laquelle il se rapporte. Les hypothèses utilisées aux fins des tests de dépréciation de Cenovus au 31 décembre 2018 sont conformes à celles présentées à la note 10.

21. COMPTES CRÉDITEURS ET CHARGES À PAYER

31 décembre	2018	2017
Charges à payer	675	2 006
Créances clients	767	337
Intérêts	80	86
Avances consenties à des partenaires	237	94
Incitatif à long terme à l'intention des employés	36	52
Montants à payer à des entreprises communes	3	12
Autres	35	40
	1 833	2 627

22. DETTE À LONG TERME ET STRUCTURE FINANCIÈRE

31 décembre	Notes	2018	2017
Emprunt à terme renouvelable ¹⁾	A	-	-
Billets non garantis libellés en dollars américains	B	9 241	9 597
Capital total de la dette		9 241	9 597
Escomptes et coûts de transaction liés à la dette		(77)	(84)
Dette à long terme		9 164	9 513
Moins la partie courante		682	-
Partie non courante		8 482	9 513

1) L'emprunt à terme renouvelable peut comprendre des acceptations bancaires, des emprunts contractés au TIOL, des emprunts au taux préférentiel et des emprunts au taux de base américain.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette s'est établi à 5,1 % (4,9 % en 2017).

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

A) Emprunt à terme renouvelable

Cenovus dispose d'une facilité de crédit engagée composée d'une tranche de 1,2 G\$ et d'une autre tranche de 3,3 G\$. Le 17 octobre 2018, la société a prorogé la date d'échéance de la tranche de 1,2 G\$ de la facilité de crédit engagée, la reportant du 30 novembre 2020 au 30 novembre 2021 ainsi que la date d'échéance de la tranche de 3,3 G\$ de la facilité de crédit engagée, la reportant du 30 novembre 2021 au 30 novembre 2022. Les montants peuvent prendre la forme d'acceptations bancaires, d'emprunts au TIOL, d'emprunts au taux préférentiel ou d'emprunts au taux de base américain. Au 31 décembre 2018, aucune somme n'avait été tirée sur la facilité de crédit engagée de Cenovus (néant en 2017).

B) Billets non garantis

Les billets non garantis se composent de ce qui suit :

31 décembre	2018		2017	
	Montant du capital en \$ US	Total équivalent en \$ CA	Montant du capital en \$ US	Total équivalent en \$ CA
5,70 %, échéant le 15 octobre 2019	500	682	1 300	1 631
3,00 %, échéant le 15 août 2022	500	682	500	627
3,80 %, échéant le 15 septembre 2023	450	614	450	565
4,25 %, échéant le 15 avril 2027	1 171	1 597	1 200	1 505
5,25 %, échéant le 15 juin 2037	700	955	700	878
6,75 %, échéant le 15 novembre 2039	1 400	1 910	1 400	1 756
4,45 %, échéant le 15 septembre 2042	744	1 015	750	941
5,20 %, échéant le 15 septembre 2043	350	477	350	439
5,40 %, échéant le 15 juin 2047	959	1 309	1 000	1 255
	6 774	9 241	7 650	9 597

Le 29 octobre 2018, la société a racheté une tranche de 800 M\$ US de ses billets non garantis de 1 300 M\$ US échéant le 15 octobre 2019. Une prime de rachat de 20 M\$ US ainsi que des escomptes et des frais d'émission de titres d'emprunt non amortis connexes de 1 M\$ ont été comptabilisés en 2018.

En décembre 2018, la société a versé 69 M\$ US afin de racheter une partie de ses billets non garantis d'un capital de 76 M\$ US. Un profit au rachat de 9 M\$ a été comptabilisé dans les charges financières. Après le 31 décembre 2018, la société a racheté une autre portion de 324 M\$ US de ses billets non garantis en contrepartie d'un montant en trésorerie de 300 M\$ US (voir la note 37).

Dans le cadre de l'acquisition, la société a réalisé un placement aux États-Unis le 7 avril 2017 visant l'émission en trois séries de 2,9 G\$ US de billets non garantis de premier rang, soit 1,2 G\$ US de billets de premier rang à 4,25 % échéant en avril 2027, 700 M\$ US de billets de premier rang à 5,25 % échéant en juin 2037 et 1,0 G\$ US de billets de premier rang à 5,40 % échéant en juin 2047 (collectivement, les « billets de 2017 »). Au quatrième trimestre de 2017, la société a réalisé une offre d'échange (l'« offre d'échange ») aux termes de laquelle la quasi-totalité des billets de 2017 ont été échangés contre des billets inscrits aux termes de la *Securities Act of 1933* assortis de conditions similaires aux billets de 2017. Aux fins de comptabilisation, l'offre d'échange a été traitée comme une modification et non comme une extinction.

La société dispose d'un prospectus préalable de base qui lui permet d'émettre à l'occasion, au Canada, aux États-Unis ou ailleurs, là où la loi l'autorise, des titres d'emprunt, des actions ordinaires, des actions préférentielles, des reçus de souscription, des bons de souscription, des contrats d'achat d'actions et des unités, d'un montant pouvant aller jusqu'à 7,5 G\$ US ou l'équivalent dans d'autres monnaies étrangères. Le prospectus préalable de base permet également à ConocoPhillips d'offrir, à l'occasion, si elle le souhaite, les actions ordinaires qu'elle a acquises dans le cadre de l'acquisition. Le prospectus préalable de base vient à échéance en novembre 2019. Au 31 décembre 2018, 4,6 G\$ US étaient disponibles aux termes du prospectus préalable de base. Les placements aux termes du prospectus préalable de base sont assujettis aux conditions du marché.

Au 31 décembre 2018, la société respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

C) Facilité de crédit-relais visant la vente d'actifs

Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a emprunté 3,6 G\$ aux termes d'une facilité de crédit-relais engagée liée à la vente d'actifs. Le produit net tiré de la vente des actifs du secteur Hydrocarbures classiques de la société (voir la note 11) et les fonds en caisse ont été utilisés pour rembourser intégralement la facilité de crédit-relais visant la vente d'actifs avant le 31 décembre 2017.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

D) Paiements obligatoires au titre de la dette au 31 décembre 2018

	Montant du capital en \$ US	Total équivalent en \$ CA
2019	500	682
2020	-	-
2021	-	-
2022	500	682
2023	450	614
Par la suite	5 324	7 263
	<u>6 774</u>	<u>9 241</u>

E) Structure financière

Les objectifs ciblés par Cenovus pour sa structure financière n'ont pas changé par rapport aux périodes précédentes. La structure financière de la société se compose des capitaux propres et de la dette nette. La dette nette comprend les emprunts à court terme et la partie courante et la partie non courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. Cenovus exerce ses activités et prend des décisions à leur égard conformément à celles d'une société ayant une cote de solvabilité élevée. Dans la gestion de sa structure financière, Cenovus vise à maintenir une souplesse financière, à préserver son accès aux marchés des capitaux et à s'assurer d'être en mesure de financer la croissance générée en interne et les acquisitions potentielles tout en maintenant sa capacité à remplir ses obligations financières à mesure qu'elles deviennent exigibles. Pour assurer sa résilience financière, Cenovus peut, entre autres initiatives, ajuster le montant de ses dépenses d'investissement et de ses charges d'exploitation, effectuer des prélèvements sur sa facilité de crédit ou rembourser des emprunts en cours, ajuster le montant des dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions aux fins d'annulation dans le cadre d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou de nouvelles actions.

Cenovus surveille sa structure financière et ses besoins de financement, entre autres, à l'aide de mesures financières non conformes aux PCGR, soit le ratio dette nette/bénéfice ajusté avant intérêts, impôt et amortissement (« BAIIA ajusté ») et le ratio dette nette/capitaux permanents. Ces ratios sont des mesures de la santé financière générale de Cenovus et sont utilisés pour gérer son endettement global.

À long terme, Cenovus cible un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0 x. À différents points du cycle économique, Cenovus s'attend à ce que ces ratios soient parfois en dehors de ces intervalles cibles. Cenovus gère également son ratio dette nette/capitaux permanents afin d'assurer la conformité aux clauses restrictives correspondantes, telles qu'elles sont définies dans sa facilité de crédit engagée.

Ratio dette nette/BAIIA ajusté

31 décembre	2018	2017	2016
Partie courante de la dette à long terme	682	-	-
Dette à long terme	8 482	9 513	6 332
Moins la trésorerie et équivalents de trésorerie	(781)	(610)	(3 720)
Dette nette	8 383	8 903	2 612
Résultat net	(2 669)	3 366	(545)
Ajouter (déduire) :			
Charges financières	628	725	492
Produit d'intérêts	(19)	(62)	(52)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(920)	352	(382)
Amortissement et épuisement	2 131	2 030	1 498
Perte de valeur des coûts de prospection et d'évaluation	2 123	890	2
(Profit latent) perte latente à la gestion des risques	(1 249)	729	554
(Profit) perte de change, montant net	854	(812)	(198)
Profit à la réévaluation	-	(2 555)	-
Réévaluation du paiement conditionnel	50	(138)	-
(Profit) perte sur les activités abandonnées	(301)	(1 285)	-
(Profit) perte à la sortie d'actifs	795	1	6
Autres (produits) charges, montant net	(12)	(5)	34
BAIIA ajusté	1 411	3 236	1 409
Ratio dette nette/BAIIA ajusté	5,9x	2,8x	1,9x

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

Ratio dette nette/capitaux permanents

31 décembre	2018	2017	2016
Dette nette	8 383	8 903	2 612
Capitaux propres	17 468	19 981	11 590
Ratio dette nette/capitaux permanents	32 %	31 %	18 %

Aux termes de la facilité de crédit engagée, Cenovus est tenue de conserver un ratio dette/capitaux permanents, tel qu'il est défini dans la convention, ne dépassant pas 65 %. Le ratio de la société est nettement en deçà de cette limite.

23. PAIEMENT CONDITIONNEL

	2018	2017
Paiement conditionnel à l'ouverture de l'exercice	206	-
Comptabilisation initiale à l'acquisition (note 9)	-	361
Réévaluation ¹⁾	50	(138)
Obligations réglées ou à payer	(124)	(17)
Paiement conditionnel à la clôture de l'exercice	132	206
Moins la partie courante	15	38
Partie non courante	117	168

1) Le paiement conditionnel est comptabilisé à la juste valeur. Les variations de la juste valeur sont inscrites dans le résultat net.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, un montant de 124 M\$ était à payer aux termes de la convention de paiement conditionnel (17 M\$ en 2017).

24. PROVISIONS AU TITRE DE CONTRATS DÉFICITAIRES

	2018	2017
Provisions au titre de contrats déficitaires à l'ouverture de l'exercice	45	53
Obligations prises en charge	684	8
Obligations réglées	(21)	(16)
Variation des hypothèses	2	-
Variation du taux d'actualisation	(57)	-
Augmentation due à la désactualisation à l'égard des provisions au titre de contrats déficitaires	10	-
Provisions au titre de contrats déficitaires à la clôture de l'exercice	663	45
Moins la partie courante	50	8
Partie non courante	613	37

La provision au titre des contrats déficitaires a trait aux contrats de location simple déficitaires et aux coûts d'exploitation des locaux à bureaux à Calgary, en Alberta. La provision correspond à la valeur actuelle de l'écart entre les paiements de location futurs que Cenovus doit effectuer en vertu de contrats de location non résiliables et le recouvrement de loyers estimés en vertu des contrats de sous-location, actualisée à un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit s'établissant entre 4,0 % et 5,7 % (3,5 % et 4,4 % en 2017). La provision au titre des contrats déficitaires devrait être réglée au plus tard en 2040. L'estimation peut varier en raison de changements à l'utilisation des locaux à bureaux loués et aux contrats de sous-location, le cas échéant.

Sensibilité

Des variations du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit ou des recouvrements de loyers estimés en vertu des contrats de sous-location auraient l'incidence suivante sur la provision :

31 décembre 2018	Fourchette de sensibilité	Augmentation	Diminution
Taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit	± 1 %	(46)	52
Recouvrement de loyers estimés en vertu des contrats de sous-location	± 5 %	(40)	40

25. PASSIFS RELATIFS AU DÉMANTÈLEMENT

La provision au titre du démantèlement correspond à la valeur actualisée des coûts futurs prévus liés à la mise hors service des actifs de pétrole brut et de gaz naturel en amont, des installations de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut. La valeur comptable totale des passifs s'établit comme suit :

	2018	2017
Passifs relatifs au démantèlement à l'ouverture de l'exercice	1 029	1 847
Obligations prises en charge	8	20
Obligations prises en charge (note 9) ¹⁾	-	944
Obligations réglées	(44)	(70)
Passifs cédés ¹⁾	(30)	(139)
Transferts des (aux) passifs liés aux actifs disponibles à la vente (note 11)	149	(1 621)
Variation des flux de trésorerie futurs estimatifs	(136)	(155)
Variation du taux d'actualisation	(165)	76
Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement	63	128
Écart de conversion	1	(1)
Passifs relatifs au démantèlement à la clôture de l'exercice	875	1 029

¹⁾ Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a été réputée avoir cédé la participation qu'elle détenait dans FCCL et avoir acquis de nouveau cette participation à la juste valeur tel qu'il est requis par les IFRS.

Au 31 décembre 2018, le montant des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations s'élève à 5 163 M\$ (3 360 M\$ en 2017). Ce montant a été actualisé au moyen d'un taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de 6,5 % (5,3 % en 2017). Un taux d'inflation de 2 % (2 % en 2017) a été utilisé pour calculer la provision au titre du démantèlement. Il est prévu que la plupart de ces obligations ne seront pas réglées avant plusieurs années, voire décennies, et qu'elles seront financées au moyen des ressources générales à ce moment-là. La société prévoit régler des passifs liés au démantèlement d'environ 50 M\$ à 55 M\$ au cours du prochain exercice. La révision des flux de trésorerie futurs estimatifs fait suite à la variation du calendrier des passifs relatifs au démantèlement sur la durée de vie estimative des réserves, facteur en partie contrebalancé par la diminution des estimations de coûts.

Sensibilité

Des variations du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit ou du taux d'inflation auraient l'incidence suivante sur les passifs relatifs au démantèlement :

	2018		2017	
	Taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit	Taux d'inflation	Taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit	Taux d'inflation
31 décembre				
Hausse de 1 %	(138)	196	(98)	197
Baisse de 1 %	188	(145)	192	(103)

26. AUTRES PASSIFS

	2018	2017
31 décembre		
Incitatif à long terme à l'intention des employés	41	43
Prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi (note 27)	75	62
Autres	42	31
	158	136

27. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AUTRES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

La société offre à ses salariés un régime de retraite qui comprend une composante de cotisations définies et une composante de prestations définies, ainsi que d'autres avantages postérieurs à l'emploi. La plupart des salariés participent à la composante de cotisations définies. Les salariés qui satisfont à certains critères en ce qui a trait aux services futurs peuvent délaisser la composante de cotisations définies pour une composante de prestations définies pour leurs années de service à venir.

La composante de prestations définies procure des prestations aux salariés à la retraite établies en fonction des années de service et des gains moyens de fin de carrière. L'adhésion sera désormais limitée aux salariés admissibles qui satisfont à certains critères. Les autres avantages postérieurs à l'emploi de la société procurent à certains salariés à la retraite des prestations de soins de santé et de soins dentaires jusqu'à l'âge de 65 ans ainsi que des prestations d'assurance vie.

La société est tenue de déposer une évaluation actuarielle de son régime de retraite à prestations définies enregistré auprès des autorités de réglementation provinciales au moins tous les trois ans. La dernière évaluation actuarielle qui a été déposée est datée du 31 décembre 2017, et la prochaine évaluation actuarielle requise sera établie au 31 décembre 2020.

A) Obligation au titre des prestations définies et des autres avantages postérieurs à l'emploi et situation de capitalisation

L'information à l'égard des prestations définies et des autres avantages postérieurs à l'emploi (« AAPE ») fondée sur les estimations actuarielles s'établit comme suit :

31 décembre	Prestations de retraite		AAPE	
	2018	2017	2018	2017
Obligation au titre des prestations définies				
Obligation au titre des prestations définies à l'ouverture de l'exercice	181	173	22	23
Coût des services rendus au cours de l'exercice	13	14	1	2
Charge d'intérêts ¹⁾	6	7	1	1
Prestations versées	(33)	(8)	(2)	(1)
Cotisations des participants	2	2	-	-
Coûts des services passés – réductions	(2)	(6)	-	(1)
Réévaluations :				
Écarts actuariels découlant d'ajustements liés à l'expérience	-	1	-	-
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses démographiques	-	-	-	(1)
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses financières	-	(2)	(1)	(1)
Obligation au titre des prestations définies à la clôture de l'exercice	167	181	21	22
Actifs du régime				
Juste valeur des actifs du régime à l'ouverture de l'exercice	141	125	-	-
Cotisations de l'employeur	6	9	-	-
Cotisations des participants	2	2	-	-
Prestations versées	(33)	(8)	-	-
Produit d'intérêt ¹⁾	4	4	-	-
Réévaluations :				
Rendement des actifs du régime (à l'exclusion du produit d'intérêts)	(7)	9	-	-
Juste valeur des actifs du régime à la clôture de l'exercice	113	141	-	-
Passif au titre des prestations de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi²⁾	(54)	(40)	(21)	(22)

1) Fondé sur le taux d'actualisation appliqué à l'obligation au titre des prestations définies à l'ouverture de l'exercice.

2) Le passif au titre des prestations de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi est comptabilisé au poste Autres passifs des états consolidés de la situation financière.

La durée moyenne pondérée de l'obligation au titre des prestations définies et des autres avantages postérieurs à l'emploi est de 15 ans et de 10 ans, respectivement.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

B) Charges au titre des prestations de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi

Exercices clos les 31 décembre	Prestations de retraite			AAPE		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Coût de la composante de prestations définies						
Coût des services rendus	13	14	14	1	2	(3)
Coûts des services passés – réductions	(2)	(6)	-	-	(1)	-
Coûts de liquidation nets	-	-	-	-	-	-
Charge d'intérêts nette	3	3	4	1	1	1
Réévaluations :						
Rendement des actifs du régime (à l'exclusion du produit d'intérêts)	7	(9)	(3)	-	-	-
Écarts actuariels découlant d'ajustements liés à l'expérience	-	1	-	-	-	-
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses démographiques	-	-	-	-	(1)	-
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses financières	-	(2)	7	(1)	(1)	-
Coût (profit) de la composante de prestations définies	21	1	22	1	-	(2)
Coût de la composante de cotisations définies	22	27	25	-	-	-
Coût total du régime	43	28	47	1	-	(2)

C) Objectifs de placement et juste valeur des actifs du régime

L'objectif de la répartition des actifs consiste à gérer la situation de capitalisation du régime tout en respectant un degré de risque acceptable, compte tenu de la sécurité des actifs et de la volatilité éventuelle des rendements ainsi que des répercussions de ces facteurs sur la charge de retraite et les besoins en matière de prestations. Le rendement à long terme est censé atteindre ou surpasser le rendement d'un indice mixte composé de placements passifs dans des indices du marché appropriés. La répartition des actifs est assujettie à des exigences et à des contraintes en matière de diversification qui réduisent le risque en limitant l'exposition à un placement boursier donné et à des catégories précises de cotes de crédit.

La répartition des actifs entre les divers types de fonds de placement est validée chaque trimestre et rééquilibrée au besoin. La structure de répartition des actifs cible une composante de 50 % à 75 % en titres de participation, 25 % à 35 % en titres à revenu fixe, au plus 15 % en fonds immobilier et le reste, soit au plus 10 %, en trésorerie et équivalents de trésorerie.

La société n'a pas recours à des instruments dérivés pour gérer les risques auxquels sont exposés les actifs du régime. Par rapport aux périodes précédentes, aucun changement n'a été apporté au processus qu'utilise la société pour gérer ces risques.

La juste valeur des actifs du régime s'établit comme suit :

31 décembre	2018	2017
Titres de participation	70	89
Fonds d'obligations	29	29
Actifs non investis	12	11
Immobilier	-	9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2	3
	113	141

La juste valeur des actions et des obligations est fondée sur le cours du fonds sous-jacent. La juste valeur des actifs non investis correspond à la valeur actualisée des paiements futurs prévus. La juste valeur des biens immobiliers est établie par des évaluateurs de biens immobiliers autorisés.

Les titres de participation ne comprennent pas de placement direct dans des actions de Cenovus.

D) Capitalisation

La composante de prestations définies est capitalisée conformément à la législation fédérale et provinciale en matière de pension, lorsqu'une telle législation est en vigueur. Ces cotisations sont versées à une fiducie administrée par un fiduciaire indépendant. Les cotisations de la société au régime de retraite à prestations définies sont établies en fonction de la dernière évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2017 et des directives du comité de retraite de la direction et du comité des ressources humaines et de la rémunération du conseil d'administration.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

Les employés qui participent au régime de retraite à prestations définies sont tenus d'y verser 4 % de leur revenu admissible, jusqu'à un maximum annuel, et la société fournit le reste du financement nécessaire pour faire en sorte que les prestations soient entièrement capitalisées au moment de la retraite. Les cotisations prévues de l'employeur pour l'exercice se clôturant le 31 décembre 2019 sont de 6 M\$ pour le régime à prestations définies. Les autres avantages postérieurs à l'emploi sont capitalisés au besoin.

E) Hypothèses actuarielles et sensibilité

Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses moyennes pondérées retenues pour établir les obligations et les charges au titre des prestations sont les suivantes :

Exercices clos les 31 décembre	Prestations de retraite			AAPE		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Taux d'actualisation	3,50 %	3,50 %	3,75 %	3,50 %	3,25 %	3,75 %
Taux de croissance future des salaires	3,88 %	3,81 %	3,80 %	5,08 %	5,08 %	5,15 %
Longévité moyenne (en années)	88,2	88,0	87,9	88,1	88,0	87,9
Évolution du coût des soins de santé	S.O.	S.O.	S.O.	6,00 %	6,00 %	7,00 %

Les taux d'actualisation sont déterminés par rapport aux rendements sur le marché d'instruments de créance de sociétés de qualité supérieure dont la durée est semblable à celle des obligations au titre des prestations à la fin de la période de présentation de l'information.

Sensibilité

La sensibilité de l'obligation au titre des prestations définies et des autres avantages postérieurs à l'emploi à des modifications des hypothèses actuarielles pertinentes s'établit comme suit :

31 décembre	2018		2017	
	Augmentation	Diminution	Augmentation	Diminution
Variation de un point de pourcentage				
Taux d'actualisation	(25)	31	(28)	36
Taux de croissance future des salaires	3	(2)	3	(3)
Évolution du coût des soins de santé	1	(1)	1	(1)
Variation de un an du taux de mortalité futur	3	(3)	4	(4)

L'analyse de sensibilité ci-dessus est fondée sur une modification d'une hypothèse alors que toutes les autres demeurent constantes. Cependant, la modification d'une hypothèse donnée peut avoir des répercussions sur une autre hypothèse. La méthodologie utilisée pour calculer la sensibilité de l'obligation au titre des prestations définies à des hypothèses actuarielles importantes est la même que celle qui a été appliquée au calcul du passif au titre des prestations définies comptabilisé dans les états consolidés de la situation financière.

F) Risques

En raison de ses régimes à prestations définies et autres avantages postérieurs à l'emploi, la société est exposée à des risques actuariels, comme les risques liés à la longévité, aux taux d'intérêt, aux placements et aux salaires.

Risque lié à la longévité

La valeur actualisée de l'obligation au titre des prestations définies est calculée en fonction de la meilleure estimation du taux de mortalité des participants au régime pendant et après leur emploi. Une hausse de l'espérance de vie des participants entraînera une augmentation de l'obligation au titre des prestations définies.

Risque de taux d'intérêt

Une diminution du rendement des obligations de sociétés produira une augmentation de l'obligation au titre des prestations définies, qui sera cependant annulée en partie par un accroissement du rendement sur les placements en titres de créance.

Risque de placement

La valeur actualisée de l'obligation au titre des prestations définies est calculée à l'aide d'un taux d'actualisation établi par rapport aux rendements des obligations de sociétés de qualité supérieure. Si le rendement des actifs du régime est inférieur à ce taux, le régime sera déficitaire. En raison de la nature à long terme des passifs du régime, une proportion plus grande des actifs du régime est investie dans des titres de participation que dans des titres de créance et dans l'immobilier.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

Risque lié aux salaires

La valeur actualisée de l'obligation au titre des prestations définies est calculée par rapport aux salaires futurs des participants du régime. C'est pourquoi une hausse du salaire des participants se traduira par une augmentation de l'obligation au titre des prestations définies.

28. CAPITAL SOCIAL

A) Autorisé

Cenovus est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre d'actions préférentielles de premier et de second rang ne dépassant pas, au total, 20 % du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation. Les actions préférentielles de premier et de second rang peuvent être émises en une ou plusieurs séries et être assorties de droits et conditions établis par le conseil d'administration de la société avant leur émission, sous réserve des statuts de la société.

B) Émis et en circulation

	2018		2017	
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Montant	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Montant
31 décembre				
Actions en circulation à l'ouverture de l'exercice	1 228 790	11 040	833 290	5 534
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	-	-	187 500	2 927
Actions ordinaires émises en faveur de ConocoPhillips	-	-	208 000	2 579
Actions en circulation à la clôture de l'exercice	1 228 790	11 040	1 228 790	11 040

Dans le cadre de l'acquisition (voir la note 9), Cenovus a conclu une convention de financement d'actions ordinaires par voie de prise ferme le 6 avril 2017, visant 187,5 millions d'actions ordinaires, dont elle a tiré un produit brut de 3,0 G\$ (2,9 G\$ déduction faite des frais d'émission d'actions de 101 M\$).

De plus, la société a émis 208 millions d'actions ordinaires en faveur de ConocoPhillips le 17 mai 2017 à titre de contrepartie partielle relativement à l'acquisition. ConocoPhillips ne peut nommer de nouveaux membres au conseil d'administration de Cenovus et doit exercer les droits de vote se rattachant à ses actions ordinaires de Cenovus conformément aux recommandations de la direction ou s'abstenir de voter jusqu'à ce que ConocoPhillips soit propriétaire d'au plus 3,5 % des actions ordinaires en circulation de Cenovus. Au 31 décembre 2018, ConocoPhillips détenait toujours ces actions ordinaires.

Aucune action préférentielle n'était en circulation au 31 décembre 2018 (néant en 2017).

Au 31 décembre 2018, 23 millions d'actions ordinaires (15 millions en 2017) pouvaient être émises aux termes du régime d'options sur actions.

C) Surplus d'apport

Le surplus d'apport de Cenovus correspond aux résultats non distribués de la société avant la scission d'avec Encana Corporation (« Encana ») dans le cadre du plan d'arrangement en vue de constituer deux sociétés d'énergie indépendantes, soit Encana et Cenovus (résultat avant l'arrangement). En outre, le surplus d'apport comprend la charge de rémunération fondée sur des actions relative aux DRN de la société comme il est décrit à la note 30 A.

	Résultat avant l'arrangement	Rémunération fondée sur des actions	Total
31 décembre 2016	4 086	264	4 350
Charge de rémunération fondée sur des actions	-	11	11
31 décembre 2017	4 086	275	4 361
Charge de rémunération fondée sur des actions	-	6	6
31 décembre 2018	4 086	281	4 367

29. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Régimes à prestations définies	Écart de conversion	Instruments de capitaux propres de sociétés fermées	Total
31 décembre 2016	(13)	908	15	910
Autres éléments du résultat global, avant impôt	12	(275)	(1)	(264)
Impôt sur le résultat	(3)	-	-	(3)
31 décembre 2017	(4)	633	14	643
Autres éléments du résultat global, avant impôt	(5)	397	1	393
Impôt sur le résultat	2	-	-	2
31 décembre 2018	(7)	1 030	15	1 038

30. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS**A) Régime d'options sur actions destiné aux employés**

Cenovus offre à ses employés un régime d'options sur actions qui leur permet d'exercer une option d'achat de une action ordinaire de la société. Le prix d'exercice des options avoisine le cours du marché des actions ordinaires à la date d'attribution des options. Après un an, 30 % des options attribuées peuvent être exercées; une autre tranche de 30 % des options attribuées peut être exercée après deux ans, et toutes les options peuvent être exercées après trois ans. Les options expirent après sept ans.

Les options émises par la société le 24 février 2011 et par la suite sont assorties de droits de règlement net. Au lieu d'exercer les options, les porteurs des droits de règlement net peuvent ainsi recevoir le nombre d'actions ordinaires qui pourraient être acquises avec l'excédent du prix du marché des actions ordinaires de Cenovus sur le prix d'exercice de l'option à la date d'exercice.

Les droits de règlement net s'acquièrent et viennent à échéance selon les mêmes conditions que les options sous-jacentes.

DRN

La juste valeur unitaire moyenne pondérée des DRN attribués au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018 s'est établie à 2,43 \$, avant prise en considération des droits perdus, lesquels sont pris en considération dans la détermination du coût total pour la période. La juste valeur de chaque DRN a été estimée à la date d'attribution selon le modèle d'évaluation de Black-Scholes-Merton et en fonction des hypothèses moyennes pondérées suivantes :

Taux d'intérêt sans risque	1,90 %
Rendement de l'action prévu	1,66 %
Volatilité prévue ¹⁾	28,47 %
Durée prévue (en années)	4,50

1) La volatilité prévue a été évaluée selon la volatilité historique de l'action de la société et des actions de sociétés comparables du secteur.

Les tableaux suivants résument l'information sur les DRN :

	Nombre de DRN (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
31 décembre 2018		
En cours à l'ouverture de l'exercice	42 727	29,40
Attribués	3 950	9,76
Exercés	(8 281)	29,34
Perdus	(3 912)	37,17
En cours à la clôture de l'exercice	34 484	26,29

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

31 décembre 2018	DRN en cours			DRN exerçables	
	Fourchette de prix d'exercice (\$)	Nombre de DRN (en milliers)	Durée contractuelle moyenne pondérée à courir (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre de DRN (en milliers)
5,00 à 9,99	3 190	6,2	9,48	-	-
10,00 à 14,99	3 449	5,6	14,03	827	14,77
15,00 à 19,99	2 869	4,3	19,49	1 723	19,49
20,00 à 24,99	3 202	3,1	22,26	3 202	22,26
25,00 à 29,99	9 255	2,1	28,39	9 255	28,39
30,00 à 34,99	7 669	1,2	32,64	7 669	32,64
35,00 à 39,99	4 850	0,1	38,67	4 850	38,67
	34 484	2,6	26,29	27 526	29,71

B) Unités d'actions liées au rendement

Cenovus a attribué des UAR à certains employés aux termes de son régime d'unités d'actions liées au rendement destiné aux employés. Les UAR sont des unités d'actions entières qui permettent aux employés de recevoir, à l'acquisition des droits, une action ordinaire de Cenovus ou un paiement en trésorerie égal à la valeur d'une action ordinaire de Cenovus. Pour les UAR antérieures à 2018, le nombre d'UAR admissibles au paiement est établi sur une période de trois ans, en fonction de 30 % du nombre d'unités attribuées la première année, d'une autre tranche de 30 % la deuxième année et d'une dernière tranche de 40 % la troisième année. Le nombre d'UAR donnant droit au paiement à compter de 2018 est fonction de quatre périodes de rendement sur trois ans, et les unités attribuées sont multipliées par 20 % après la première année, 20 % après la deuxième année, 20 % après la troisième année et 40 % après la quatrième période de rendement de la première à la troisième années. Les droits relatifs à toutes les UAR peuvent s'acquérir si le rendement prescrit à l'égard de certaines mesures clés prédéfinies est atteint. Les droits afférents aux UAR sont acquis après trois ans.

La société a comptabilisé un passif de 32 M\$ au 31 décembre 2018 (37 M\$ en 2017) dans les états consolidés de la situation financière au titre des UAR, selon la valeur marchande des actions ordinaires de Cenovus à la clôture de l'exercice. Puisque les UAR sont payées à l'acquisition des droits, la valeur intrinsèque des UAR acquises était nulle aux 31 décembre 2018 et 2017.

Le tableau suivant résume l'information sur les UAR détenues par les employés de Cenovus :

31 décembre 2018	Nombre d'UAR (en milliers)
En cours à l'ouverture de l'exercice	7 018
Attribuées	3 089
Annulées	(4 155)
Unités au lieu de dividendes	111
En cours à la clôture de l'exercice	6 063

C) Unités d'actions de négociation restreinte

Cenovus a attribué des UANR à certains employés aux termes de son régime d'unités d'actions de négociation restreinte destiné aux employés. Les UANR sont des unités d'actions entières qui permettent aux employés de recevoir, à l'acquisition des droits, une action ordinaire de Cenovus ou un paiement en trésorerie égal à la valeur d'une action ordinaire de Cenovus. Les droits afférents aux UANR sont généralement acquis après trois ans.

Les UANR sont comptabilisées dans les instruments de passif et sont évaluées à la juste valeur en fonction de la valeur marchande des actions ordinaires de Cenovus à la date de clôture. La juste valeur est comptabilisée à titre de charge de rémunération fondée sur des actions au cours de la période d'acquisition des droits. Les fluctuations de la juste valeur sont constatées dans la charge de rémunération fondée sur des actions au cours de la période où elles se produisent.

La société a comptabilisé un passif de 32 M\$ au 31 décembre 2018 (41 M\$ en 2017) dans les états consolidés de la situation financière au titre des UANR, selon la valeur marchande des actions ordinaires de Cenovus à la clôture de l'exercice. Puisque les UANR sont payées à l'acquisition des droits, la valeur intrinsèque des UANR acquises était nulle aux 31 décembre 2018 et 2017.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

Le tableau suivant résume l'information sur les UANR détenues par les employés de Cenovus :

	Nombre d'UANR (en milliers)
31 décembre 2018	
En cours à l'ouverture de l'exercice	6 785
Attribuées	4 400
Acquises et payées	(1 777)
Annulées	(2 074)
Unités au lieu de dividendes	127
En cours à la clôture de l'exercice	7 461

D) Unités d'actions différées

Aux termes de deux régimes d'unités d'actions différées, les administrateurs, les dirigeants et certains employés de Cenovus peuvent recevoir des UAD dont chacune est l'équivalent d'une action ordinaire de la société. Les employés admissibles ont la possibilité de convertir en UAD 0 %, 25 % ou 50 % de leur prime annuelle. Les UAD s'acquièrent sur-le-champ, sont rachetées selon les conditions de l'entente et expirent le 15 décembre de l'année civile qui suit la cessation du mandat d'administrateur ou la cessation de l'emploi.

La société a comptabilisé un passif de 13 M\$ au 31 décembre 2018 (17 M\$ en 2017) dans les états consolidés de la situation financière au titre des UAD, selon la valeur marchande des actions ordinaires de Cenovus à la clôture de l'exercice. La valeur intrinsèque des UAD acquises égale leur valeur comptable puisque les UAD s'acquièrent au moment de l'attribution.

Le tableau suivant présente un résumé de l'information sur les UAD détenues par les administrateurs, les dirigeants et les employés de Cenovus :

	Nombre d'UAD (en milliers)
31 décembre 2018	
En cours à l'ouverture de l'exercice	1 440
Attribuées aux administrateurs	215
Attribuées	24
Unités au lieu de dividendes	27
Rachetées	(346)
En cours à la clôture de l'exercice	1 360

E) Total de la rémunération fondée sur des actions

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
DRN	6	9	15
DAAJ	-	-	(1)
UAR	(6)	(7)	13
UANR	9	3	13
UAD	-	(11)	7
Charge (recouvrement) de rémunération fondée sur des actions	9	(6)	47
Coûts de la rémunération fondée sur des actions incorporés à l'actif	4	3	12
Total de la rémunération fondée sur des actions	13	(3)	59

31. CHARGES DE PERSONNEL

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Salaires, primes et autres avantages à court terme	580	606	500
Régime de retraite à cotisations définies	18	19	16
Régime de retraite à prestations définies et AAPE	12	8	11
Charge de rémunération fondée sur des actions (note 30)	9	(6)	47
Indemnités de cessation d'emploi	63	19	19
	682	646	593

32. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES**Rémunération des principaux dirigeants**

Les principaux dirigeants comprennent les administrateurs (dirigeants et non dirigeants), les cadres dirigeants, les vice-présidents directeurs et les vice-présidents. La rémunération payée ou à payer s'établit comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Salaires, jetons de présence et avantages à court terme	34	26	27
Indemnité de cessation d'emploi	9	4	-
Avantages postérieurs à l'emploi	3	4	4
Rémunération fondée sur des actions	5	6	4
	51	40	35

Les avantages postérieurs à l'emploi correspondent à la valeur actualisée des prestations de retraite futures accumulées durant l'exercice. La rémunération fondée sur des actions inclut les coûts comptabilisés au cours de l'exercice relativement aux options sur actions, aux DRN, aux DAAJ, aux UAR, aux UANR et aux UAD.

33. INSTRUMENTS FINANCIERS

Les actifs et passifs financiers de Cenovus comprennent la trésorerie et ses équivalents, les comptes débiteurs et produits à recevoir, les instruments de capitaux propres dans des sociétés fermées, les créances à long terme, les comptes créditeurs et charges à payer, les actifs et passifs liés à la gestion des risques, les actifs financiers disponibles à la vente, les créances à long terme, le paiement conditionnel, les emprunts à court terme et la dette à long terme. Les actifs et les passifs liés à la gestion des risques découlent de l'utilisation d'instruments financiers dérivés.

A) Juste valeur des instruments financiers non dérivés

En raison de leur échéance à court terme, la trésorerie et ses équivalents, les comptes débiteurs et produits à recevoir, les comptes créditeurs et charges à payer et les emprunts à court terme ont une juste valeur qui avoisine leur valeur comptable.

La juste valeur des créances à long terme se rapproche de leur valeur comptable, en raison du caractère non négociable de ces instruments.

La dette à long terme est comptabilisée au coût amorti. La juste valeur estimative des emprunts à long terme a été établie en fonction des cours des titres d'emprunt à long terme sur le marché secondaire à la clôture de la période (niveau 2). Au 31 décembre 2018, la valeur comptable de la dette de Cenovus s'établissait à 9 164 M\$, et sa juste valeur, à 8 431 M\$ (valeur comptable de 9 513 M\$ et juste valeur de 10 061 M\$ au 31 décembre 2017).

Les instruments de capitaux propres classés à la JVAERG se composent des titres de capitaux propres dans des sociétés fermées. La société classe certains instruments de capitaux propres dans des sociétés fermées à la JVAERG, car ils ne sont pas détenus à des fins de transaction et que la juste valeur ne rend pas compte des activités de la société. Ces actifs sont comptabilisés à la juste valeur à titre d'autres actifs aux états consolidés de la situation financière. La juste valeur est établie en fonction de transactions récentes visant des titres de sociétés fermées (niveau 3), s'il y a eu de telles transactions. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la juste valeur des instruments de capitaux propres dans des sociétés fermées de la société a augmenté de 1 M\$. Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des variations de la juste valeur des instruments de capitaux propres classés à la JVAERG.

31 décembre	2018	2017
Juste valeur à l'ouverture de l'exercice	37	35
Acquisition de placements, montant net	-	3
Variation de la juste valeur ¹⁾	1	(1)
Juste valeur à la clôture de l'exercice	38	37

¹⁾ Les variations de la juste valeur sont inscrites dans les autres éléments du résultat global.

B) Juste valeur des actifs et des passifs liés à la gestion des risques

Les actifs et les passifs liés à la gestion des risques de la société comprennent des swaps et des options sur le pétrole brut et les condensats ainsi que des swaps de change et de taux d'intérêt. Les contrats de pétrole brut, de condensats et, s'il en est, de gaz naturel sont comptabilisés à leur juste valeur estimative, qui correspond à la différence entre le prix prévu par contrat et le prix à terme à la clôture de la période pour la même marchandise, selon des prix cotés sur les marchés ou le prix à terme à la clôture de la période pour la même marchandise extrapolé pour la durée du contrat (niveau 2). La juste valeur des swaps de change est calculée à l'aide de modèles

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

d'évaluation externes qui intègrent des données observables sur le marché, dont des courbes à terme de taux de change (niveau 2). La juste valeur des swaps de taux d'intérêt est calculée à l'aide de modèles d'évaluation externes qui intègrent des données observables sur le marché, dont des courbes des taux d'intérêt (niveau 2).

Sommaire des positions de gestion des risques non dénouées

31 décembre	2018			2017		
	Gestion des risques			Gestion des risques		
	Actifs	Passifs	Montant net	Actifs	Passifs	Montant net
Pétrole brut	156	2	154	63	1 031	(968)
Change	-	1	(1)	-	-	-
Taux d'intérêt	7	-	7	2	20	(18)
Total de la juste valeur	163	3	160	65	1 051	(986)

Le tableau ci-dessous présente la hiérarchie des justes valeurs de la société s'appliquant aux actifs et aux passifs liés à la gestion des risques comptabilisés à la juste valeur.

31 décembre	2018	2017
Niveau 2 – Prix tirés de données observables ou confirmés dans le marché	160	(986)

Les prix tirés de données observables ou confirmés dans le marché s'entendent de la juste valeur de contrats évalués en partie à l'aide de prix cotés dans le marché et en partie avec des données observables et confirmées dans le marché.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs et des passifs liés à la gestion des risques de Cenovus.

	2018	2017
Juste valeur des contrats à l'ouverture de l'exercice	(986)	(291)
Juste valeur des contrats conclus durant l'exercice ¹⁾	1 554	200
Variation de la juste valeur des contrats en cours à l'ouverture de l'exercice et des contrats conclus pendant l'exercice	(305)	(929)
Prime non amortie (amortie) sur les options de vente	(16)	16
Profit (perte) de change latent sur les contrats libellés en \$ US	(87)	18
Juste valeur des contrats à la clôture de l'exercice	160	(986)

1) Comprend une perte réalisée de néant (profit de 33 M\$ en 2017) liée au secteur Hydrocarbures classiques classé dans les activités abandonnées.

Les actifs financiers et les passifs financiers sont compensés seulement si Cenovus possède le droit établi de le faire et qu'elle a l'intention de les régler sur une base nette ou de régler l'actif et le passif en même temps. Cenovus compense les actifs et les passifs liés à la gestion des risques lorsque la contrepartie, la marchandise, la devise et le moment du règlement sont les mêmes. Aucune autre position de gestion des risques non dénouée n'est visée par des conventions-cadres de compensation exécutoires ou autres ententes semblables qui ne sont pas autrement compensées.

Le tableau ci-dessous présente un résumé des positions de compensation liées à la gestion des risques de la société :

31 décembre	2018			2017		
	Gestion des risques			Gestion des risques		
	Actifs	Passifs	Montant net	Actifs	Passifs	Montant net
Positions de gestion des risques comptabilisées						
Montant brut	277	117	160	135	1 121	(986)
Montant compensé	(114)	(114)	-	(70)	(70)	-
Montant net selon les états financiers consolidés	163	3	160	65	1 051	(986)

Les passifs dérivés ne se composent d'aucun passif éventuel lié au risque de crédit. Grâce aux pratiques en matière de crédit qui limitent les opérations selon la cote de solvabilité des contreparties, les variations de la juste valeur par le biais du résultat net attribuables aux fluctuations du risque de crédit des passifs financiers sont négligeables.

Cenovus donne une garantie en trésorerie relativement à certains de ses contrats de gestion des risques, qui n'est pas compensée par le passif financier correspondant. Le montant de la garantie en trésorerie nécessaire varie quotidiennement sur la durée des contrats de gestion des risques en question en fonction des fluctuations des prix des marchandises. Une garantie en trésorerie additionnelle est nécessaire si, sur une base nette, les montants à

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

payer liés à la gestion des risques sont supérieurs aux montants à recevoir pour une journée donnée. Au 31 décembre 2018, aucun montant n'était donné en garantie. Au 31 décembre 2017, un montant de 26 M\$ a été donné en garantie, dont aucune tranche n'aurait pu être retirée.

C) Juste valeur du paiement conditionnel

Le paiement conditionnel est inscrit à la juste valeur aux états consolidés de la situation financière. La juste valeur est établie en déterminant la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs attendus à l'aide d'un modèle d'évaluation du prix des options (niveau 3), qui suppose que la distribution des probabilités pour le WCS repose sur la volatilité des options sur le WTI, la volatilité des options sur le cours de change entre le dollar canadien et le dollar américain et le prix à terme du WCS, et actualisée au taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de 3,9 %. La juste valeur du paiement conditionnel a été établie par l'équipe d'évaluation interne de Cenovus composée de personnes compétentes qui possèdent une expérience des techniques d'évaluation de la juste valeur. Au 31 décembre 2018, la juste valeur du paiement conditionnel a été évaluée à 132 M\$.

Au 31 décembre 2018, le prix à terme moyen du WCS pour la durée restante du paiement conditionnel est de 38,87 \$ CA le baril. La volatilité moyenne des options sur le WTI et des cours de change entre le dollar canadien et le dollar américain utilisée pour évaluer le paiement conditionnel était respectivement de 32 % et de 8 %. Des variations des données d'entrée utilisées dans le modèle d'évaluation du prix des options, toutes les autres variables demeurant constantes par ailleurs, auraient donné lieu à des profits ou des pertes latents qui auraient eu l'incidence suivante sur le résultat avant impôt :

31 décembre 2018	Fourchette de sensibilité	Hausse	Baisse
Prix à terme du WCS	± 5,00 \$/b	(104)	71
Volatilité des options sur le WTI	± 5 %	(57)	51
Volatilité des options sur les cours de change entre le dollar américain et le dollar canadien	± 5 %	1	(12)

31 décembre 2017	Fourchette de sensibilité	Hausse	Baisse
Prix à terme du WCS	± 5,00 \$/b	(167)	111
Volatilité des options sur le WTI	± 5 %	(95)	85
Volatilité des options sur les cours de change entre le dollar américain et le dollar canadien	± 5 %	2	(27)

D) Incidence sur le résultat des (profits) pertes sur les positions de gestion des risques

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
(Profit réalisé) perte réalisée ¹⁾	1 554	167	(153)
(Profit latent) perte latente ²⁾	(1 249)	729	554
(Profit) perte lié(e) à la gestion des risques découlant des activités abandonnées	305	896	401

1) Les profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques sont comptabilisés dans le secteur à présenter auquel se rapporte l'instrument dérivé. Ne rend pas compte de pertes réalisées liées à la gestion des risques de néant en 2018 (perte de 33 M\$ en 2017; profit de 58 M\$ en 2016) qui ont été inscrites dans les activités abandonnées.

2) Les profits et pertes latents liés à la gestion des risques sont constatés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations.

34. GESTION DES RISQUES

Cenovus est exposée à des risques financiers, notamment le risque lié aux prix des marchandises, le risque de change, le risque de taux d'intérêt ainsi que le risque de crédit et le risque de liquidité. Pour gérer son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, la société a conclu des swaps de taux d'intérêt se rapportant à d'éventuelles émissions de titres d'emprunt. Au 31 décembre 2018, le montant notionnel des swaps de taux d'intérêt auxquels Cenovus était partie s'élevait à 150 M\$ US. Pour atténuer son exposition aux variations des cours de change, la société conclut régulièrement des contrats de change. Au 31 décembre 2018, les contrats de change en cours représentaient un montant de 45 M\$ US.

Juste valeur nette des positions de gestion des risques

31 décembre 2018	Volumes notionnels	Échéance	Prix moyen	Juste valeur de l'actif (du passif)
Contrats de pétrole brut				
Tunnels sur le WTI	19 000 b/j	Janvier à décembre 2019	50,00 \$ US – 62,08 \$ US/b	52
Autres positions financières ¹⁾				102
Juste valeur des positions sur le pétrole brut				154
Contrats de change				(1)
Swaps de taux d'intérêt				7
Total de la juste valeur				160

1) Les autres positions financières font partie des activités courantes de commercialisation de la production de la société. En 2018, les autres positions financières se composaient de contrats à terme normalisés liés au WCS et aux condensats, de contrats à prix fixe liés au WTI ainsi que des swaps de base.

A) Risque lié aux prix des marchandises

Le risque lié aux prix des marchandises découle de l'incidence que les fluctuations des prix à terme des marchandises pourraient avoir sur la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs des actifs financiers et passifs financiers. Pour atténuer en partie son exposition au risque lié aux prix des marchandises, la société a conclu divers contrats d'instruments financiers dérivés.

Le recours à ces instruments dérivés est régi par des politiques officielles et est assujéti aux limites fixées par le conseil d'administration. La société a pour politique de ne pas utiliser des instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

Pétrole brut – La société a réduit à l'aide de swaps à prix fixe, de swaps de base, d'options de vente et de tunnels à prime zéro son exposition au risque de prix des marchandises lié à la vente de pétrole brut. En outre, Cenovus a conclu un certain nombre de transactions afin de se protéger contre l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole léger et le brut lourd.

Condensats – La société a eu recours à des swaps à prix fixe et à des swaps de base pour atténuer son exposition au risque lié aux prix des marchandises se rapportant à ses achats de condensats.

Gaz naturel – Afin d'atténuer le risque lié aux prix du gaz naturel, la société peut conclure des transactions. Pour se protéger contre l'élargissement des écarts de prix du gaz naturel dans diverses régions de production, Cenovus peut aussi conclure des transactions visant à gérer ces écarts entre les régions de production et divers points de vente.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

Sensibilité

Le tableau suivant résume la sensibilité de la juste valeur des positions de gestion des risques de Cenovus aux fluctuations des prix des marchandises, toutes les autres variables demeurant constantes. La direction croit que les fluctuations présentées dans le tableau ci-dessous constituent une mesure raisonnable de la volatilité. L'incidence des fluctuations des prix des marchandises et des taux d'intérêt sur les positions de gestion des risques en cours de la société aurait pu entraîner la comptabilisation de profits ou de pertes latents ayant une incidence sur le résultat avant impôt comme suit :

31 décembre 2018		Fourchette de sensibilité	Hausse	Baisse
Pétrole brut – prix de la marchandise	± 5 \$ US/b sur les couvertures basées sur le WTI et les condensats		(78)	80
Pétrole brut – prix différentiel	± 2,50 \$ US/b sur les couvertures différentielles basées sur la production		4	(4)
31 décembre 2017		Fourchette de sensibilité	Hausse	Baisse
Pétrole brut – prix de la marchandise	± 5 \$ US/b sur les couvertures basées sur le Brent, le WTI et les condensats		(529)	507
Pétrole brut – prix différentiel	± 2,50 \$ US/b sur les couvertures différentielles basées sur la production		11	(11)

B) Risque de change

Le risque de change découle des fluctuations des cours de change qui peuvent influencer la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs des actifs financiers ou des passifs financiers de Cenovus. Cenovus exerçant ses activités en Amérique du Nord, les fluctuations du change entre le dollar canadien et le dollar américain peuvent avoir une incidence importante sur les résultats qu'elle présente.

Comme il est expliqué à la note 7, (le profit) la perte de change de Cenovus comprend principalement les profits et pertes de change latents liés à la conversion des titres d'emprunt libellés en dollars américains et émis au Canada. Au 31 décembre 2018, Cenovus avait émis au Canada des titres d'emprunt libellés en dollars américains totalisant 6 774 M\$ US (7 650 M\$ US en 2017). En ce qui a trait à ces instruments financiers, une variation du cours de change entre le dollar américain et le dollar canadien aurait entraîné une variation (du profit) de la perte de change, comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017
Hausse de 0,05 \$ du cours de change entre le dollar américain et le dollar canadien	339	383
Baisse de 0,05 \$ du cours de change entre le dollar américain et le dollar canadien	(339)	(383)

Au 31 décembre 2018, une variation de 0,05 \$ du cours de change entre le dollar américain et le dollar canadien relativement aux contrats de change de la société donnerait lieu à une augmentation ou à une diminution du résultat net de 4 M\$ (néant en 2017).

C) Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt découle des variations des taux d'intérêt du marché qui peuvent avoir une incidence sur le résultat, les flux de trésorerie et les évaluations. Cenovus dispose de la souplesse nécessaire pour atténuer son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt en conservant un portefeuille de titres d'emprunt à taux fixe et à taux variable. De plus, pour gérer son exposition à la volatilité des taux d'intérêt, la société a conclu des swaps de taux d'intérêt. Au 31 décembre 2018, le montant notionnel des swaps de taux d'intérêt auxquels Cenovus était partie s'élevait à 150 M\$ US (400 M\$ US en 2017). Au quatrième trimestre de 2018, la société a dénoué des swaps de taux d'intérêt représentant un montant de 250 M\$ US, qui a donné lieu à un profit lié à la gestion des risques de 23 M\$. En ce qui a trait à ces instruments financiers, une variation du taux d'intérêt aurait entraîné une variation des profits ou des pertes latents ayant une incidence sur le résultat avant impôt comme suit :

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017
Hausse de 50 points de base	12	44
Baisse de 50 points de base	(13)	(50)

Au 31 décembre 2018, la société n'a aucune dette à taux variable.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

D) Risque de crédit

Le risque de crédit représente le risque que la contrepartie à un instrument financier manque à l'une de ses obligations financières ou contractuelles conformément aux modalités convenues et amène de ce fait la société à subir une perte financière. Cenovus a mis en place une politique de crédit approuvée par le comité d'audit du conseil d'administration conçue pour veiller à ce que son exposition aux risques de crédit se situe dans un niveau de risque acceptable conformément à la politique de gestion des risques d'entreprise de la société. La politique de crédit énonce les rôles et responsabilités à l'égard du risque de crédit, établit un cadre d'évaluation, de surveillance et d'atténuation de l'exposition aux risques de crédit et dresse les paramètres entourant les limites de concentration du crédit.

Cenovus évalue le risque de crédit des nouvelles contreparties et assure la surveillance régulière des risques liés à l'ensemble des contreparties. Une part importante des comptes débiteurs de Cenovus provient de clients du secteur du pétrole et du gaz naturel et est exposée aux risques de crédit normaux du secteur. L'exposition de Cenovus à ses contreparties est à l'intérieur de la fourchette établie dans sa politique de crédit.

En 2018, la société a adopté la méthode simplifiée d'évaluation des pertes de crédit attendues fondée sur la correction de valeur pour pertes attendues pour la durée de vie à l'égard de l'ensemble des comptes débiteurs et des produits à recevoir. Au 31 décembre 2018, environ 90 % des charges à payer, des entreprises communes et des créances clients de la société étaient de bonne qualité (89 % en 2017), et aux 31 décembre 2018 et 2017, la quasi-totalité des comptes débiteurs de la société étaient en souffrance depuis moins de 60 jours. Au 31 décembre 2018, les pertes de crédit attendues moyennes sur les charges à payer, les entreprises communes et les créances clients de la société s'établissaient à 0,4 %. Au 31 décembre 2018, Cenovus avait conclu des contrats avec une contrepartie (trois contreparties en 2017) dont la position de règlement nette, prise individuellement, représentait plus de 10 % de la juste valeur des contrats d'instruments financiers nets et des contrats sur marchandises nets qui se trouvaient dans le cours. L'exposition maximale au risque de crédit lié aux comptes débiteurs et produits à recevoir, aux actifs liés à la gestion des risques et aux créances à long terme correspond à la valeur comptable totale de ces éléments.

E) Risque de liquidité

Le risque de liquidité s'entend de la possibilité que Cenovus éprouve des difficultés à respecter la totalité de ses obligations financières à mesure qu'elles deviennent exigibles. Il désigne également le risque qu'elle ne soit pas en mesure de liquider ses actifs rapidement et à un prix raisonnable. Cenovus gère son risque de liquidité en surveillant étroitement la trésorerie et la dette et en conservant un accès approprié au crédit, ce dernier facteur pouvant varier en fonction des notations de crédit de la société. Comme il est indiqué à la note 22, Cenovus vise à long terme un ratio dette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0 x afin de gérer son endettement global.

Dans le cadre de la gestion des risques de liquidité, Cenovus a accès à un large éventail de sources de financement, que ce soit au moyen de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de facilités de crédit non encore utilisées et des fonds disponibles aux termes du prospectus préalable. Au 31 décembre 2018, Cenovus disposait d'une somme de 781 M\$ en trésorerie et équivalents de trésorerie et d'un montant de 4,5 G\$ sur la facilité de crédit engagée. De plus, Cenovus avait une capacité inutilisée de 4,6 G\$ US aux termes d'un prospectus préalable de base, dont la disponibilité est tributaire des conditions du marché.

Les sorties de trésorerie non actualisées liées aux passifs financiers s'établissent comme suit :

31 décembre 2018	Moins de 1 an	De 2 à 3 ans	De 4 à 5 ans	Par la suite	Total
Comptes créditeurs et charges à payer	1 833	-	-	-	1 833
Passifs liés à la gestion des risques ¹⁾	3	-	-	-	3
Dette à long terme ²⁾	1 152	862	2 138	13 256	17 408
Paieement conditionnel ³⁾	15	113	15	-	143
Autres	-	1	1	2	4
31 décembre 2017	Moins de 1 an	De 2 à 3 ans	De 4 à 5 ans	Par la suite	Total
Comptes créditeurs et charges à payer	2 627	-	-	-	2 627
Passifs liés à la gestion des risques ¹⁾	1 031	20	-	-	1 051
Dette à long terme ²⁾	494	2 527	1 429	13 309	17 759
Paieement conditionnel ³⁾	38	116	67	-	221
Autres	-	1	1	2	4

1) Les passifs liés à la gestion des risques sont visés par des conventions-cadres de compensation.

2) Capital et intérêts confondus, y compris la partie courante.

3) Voir la note 33C pour prendre connaissance des hypothèses en matière de juste valeur.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

35. INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
Intérêts payés	564	538	350
Intérêts reçus	19	31	32
Impôt sur le résultat payé	116	12	11

Le tableau suivant présente un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités de financement :

	Dividendes à verser	Partie courante de la dette à long terme	Dettes à long terme
31 décembre 2016	-	-	6 332
Variations des flux de trésorerie liés aux activités de financement :			
Émission de titres d'emprunt à long terme	-	-	3 842
Émission (remboursement) de titres d'emprunt à long terme renouvelables, montant net	-	-	32
Émission de titres d'emprunt aux termes de la facilité de crédit-relais liée à la vente d'actifs	-	892	2 677
Remboursement de titres d'emprunt aux termes de la facilité de crédit- relais liée à la vente d'actifs	-	(900)	(2 700)
Dividendes versés	(225)	-	-
Variations sans effet sur la trésorerie :			
Dividendes déclarés	225	-	-
(Profit) perte de change	-	-	(697)
Charges financières	-	8	28
Autres	-	-	(1)
31 décembre 2017	-	-	9 513
Variations des flux de trésorerie liés aux activités de financement :			
Dividendes versés	(245)	-	-
Remboursement de la dette à long terme	-	-	(1 144)
Émission (remboursement) de titres d'emprunt à long terme renouvelables, montant net	-	-	(20)
Variations sans effet sur la trésorerie :			
Dividendes versés	245	-	-
Partie courante de la dette à long terme	-	682	(682)
(Profit) perte de change	-	-	817
Charges financières	-	-	(2)
31 décembre 2018	-	682	8 482

36. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS**A) Engagements**

Les paiements futurs de la société au titre de ses engagements sont présentés ci-après. Un engagement est une entente juridiquement exécutoire d'effectuer un paiement futur pour l'achat de biens et de services. Ces éléments ne rendent pas compte des montants inscrits aux états consolidés de la situation financière.

31 décembre 2018	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite	Total
Transport et entreposage ¹⁾	1 040	1 104	1 335	1 491	1 562	16 809	23 341
Contrats de location simple (baux visant des immeubles) ²⁾	104	73	78	74	77	1 425	1 831
Engagements en capital	21	2	1	-	-	-	24
Autres engagements à long terme	148	81	45	37	32	147	490
Total des paiements³⁾	1 313	1 260	1 459	1 602	1 671	18 381	25 686

31 décembre 2017	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans	Par la suite	Total
Transport et entreposage ¹⁾	899	886	919	1 123	1 223	13 260	18 310
Contrats de location simple (baux visant des immeubles) ²⁾	155	146	142	141	140	2 305	3 029
Engagements en capital	16	2	-	-	-	-	18
Autres engagements à long terme	109	39	32	28	25	122	355
Total des paiements³⁾	1 179	1 073	1 093	1 292	1 388	15 687	21 712

1) Certains des engagements liés au transport, au montant de 14 G\$ (9 G\$ en 2017), sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés mais ne sont pas encore en vigueur.

2) Ne rend pas compte des paiements engagés pour lesquels une provision a été constituée.

3) Les contrats exécutés pour le compte de WRB tiennent compte de la participation de 50 % de Cenovus.

Les divers engagements de transport par pipeline de la société ont augmenté d'environ 5,0 G\$ par rapport à 2017 principalement en raison de nouveaux contrats liés au pipeline Keystone XL, aux contrats prorogés relativement au fret, au terminal de transport ferroviaire et aux réservoirs, facteurs en partie contrebalancés par la baisse liée aux contrats de location simple en raison de la provision au titre des contrats déficitaires inscrite en 2018. Ces contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur.

Au 31 décembre 2018, des lettres de crédit en cours totalisant 336 M\$ étaient émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (376 M\$ en 2017).

Outre ce qui est susmentionné, les engagements de Cenovus liés au programme de gestion des risques sont présentés à la note 34.

B) Éventualités**Actions en justice**

Cenovus est partie à un nombre restreint d'actions en justice dans le cours normal de ses activités. Cenovus est d'avis que toute obligation pouvant découler de ces actions, dans la mesure où elle n'est pas prévue, ne devrait pas avoir d'incidence importante sur ses états financiers consolidés.

Passifs relatifs au démantèlement

Cenovus est responsable du démantèlement d'actifs à long terme à la fin de leur durée d'utilité. Cenovus a comptabilisé un passif de 875 M\$ en se fondant sur les lois en vigueur et les coûts estimatifs à l'égard de ses biens en amont, de ses installations de raffinage et de ses installations du secteur des activités médianes. Les coûts réels pourraient différer des coûts estimatifs en raison de l'évolution du cadre législatif et de variations des coûts.

Questions d'ordre fiscal

Les règlements et les lois fiscales et leurs interprétations qui sont en vigueur ou ont cours dans les diverses administrations où Cenovus exerce ses activités changent continuellement. En conséquence, un certain nombre de questions d'ordre fiscal est généralement à l'étude. La direction estime que la charge inscrite à l'égard de l'impôt est suffisante.

NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire
Exercice clos le 31 décembre 2018

Paiement conditionnel

Dans le cadre de l'acquisition, Cenovus a convenu d'effectuer des paiements trimestriels à ConocoPhillips durant cinq ans après le 17 mai 2017, pour les trimestres au cours desquels le prix moyen du WCS est supérieur à 52,00 \$ le baril durant le trimestre en question. Au 31 décembre 2018, la juste valeur estimative du paiement conditionnel est de 132 M\$ (voir la note 23).

37. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

Après le 31 décembre 2018, la société a racheté une tranche supplémentaire de 324 M\$ US de ses billets non garantis pour une contrepartie en trésorerie de 300 M\$ US. Les montants du capital résiduel des billets non garantis de la société au 31 janvier 2019 s'établissaient comme suit :

	Montant du capital en \$ US
31 janvier 2019	
5,70 %, échéant le 15 octobre 2019	500
3,00 %, échéant le 15 août 2022	500
3,80 %, échéant le 15 septembre 2023	450
4,25 %, échéant le 15 avril 2027	1 061
5,25 %, échéant le 15 juin 2037	666
6,75 %, échéant le 15 novembre 2039	1 400
4,45 %, échéant le 15 septembre 2042	722
5,20 %, échéant le 15 septembre 2043	300
5,40 %, échéant le 15 juin 2047	851
	<u>6 450</u>