



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).

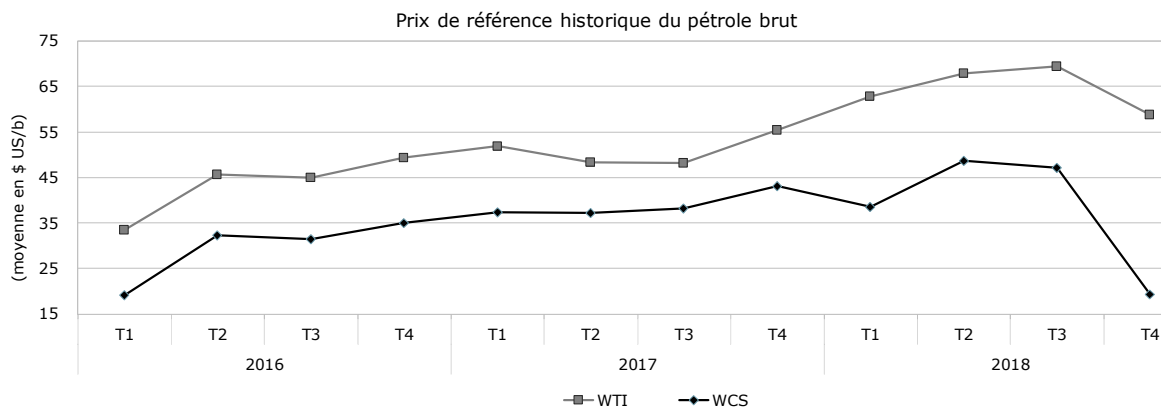
Prix de référence – pétrole brut

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.

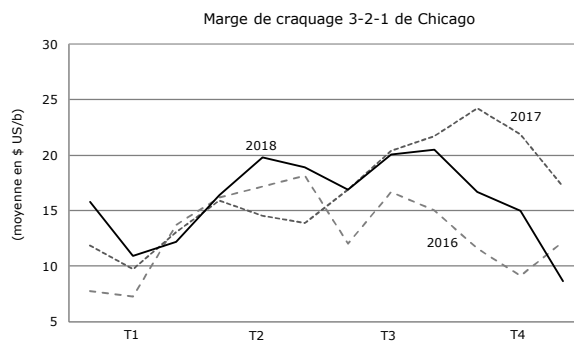
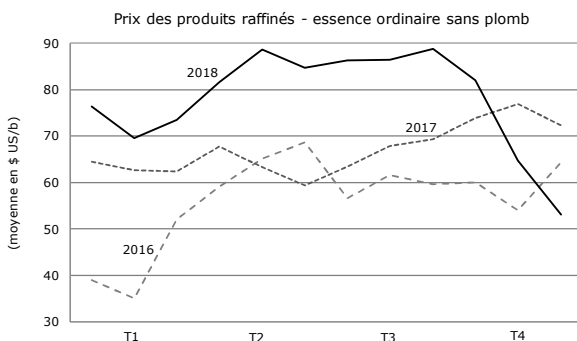
Le MSW est un prix de référence du pétrole brut léger non sulfuré qui est établi en Alberta et qui porte sur la production d'hydrocarbures classiques au Canada, tel que le pétrole brut produit par les actifs de la société situés dans le Deep Basin. Le prix de référence moyen du MSW a progressé en 2018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

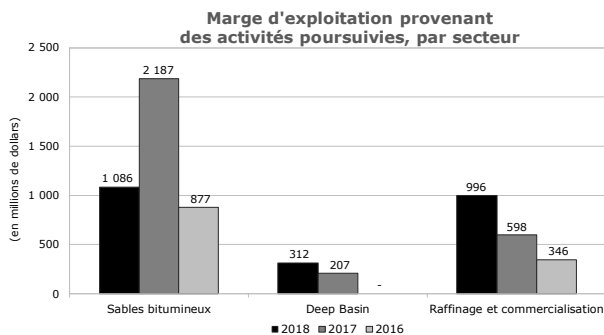
Marge d'exploitation

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 :

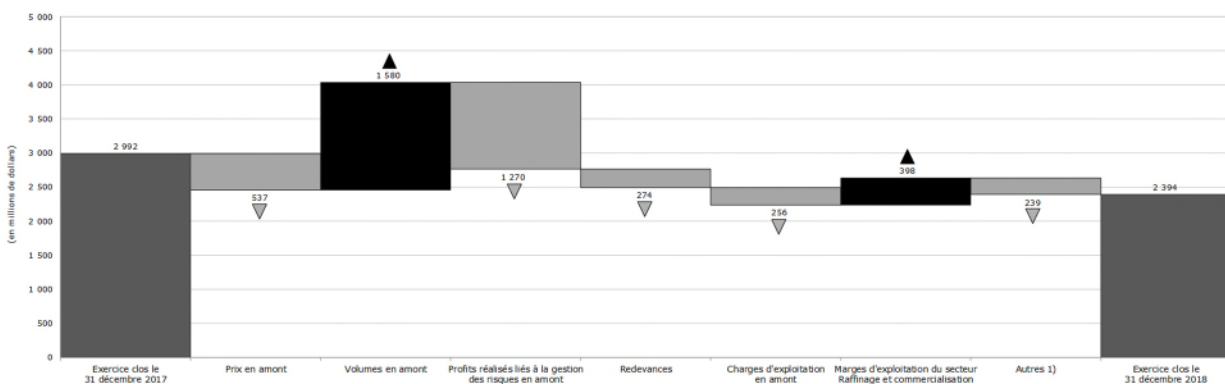
- l'accroissement des frais de transport et de fluidification causé principalement par l'acquisition, qui s'est traduite par une augmentation des volumes de condensats nécessaires pour la fluidification de notre production accrue liée aux sables bitumineux, ainsi que par la hausse des prix de référence 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.

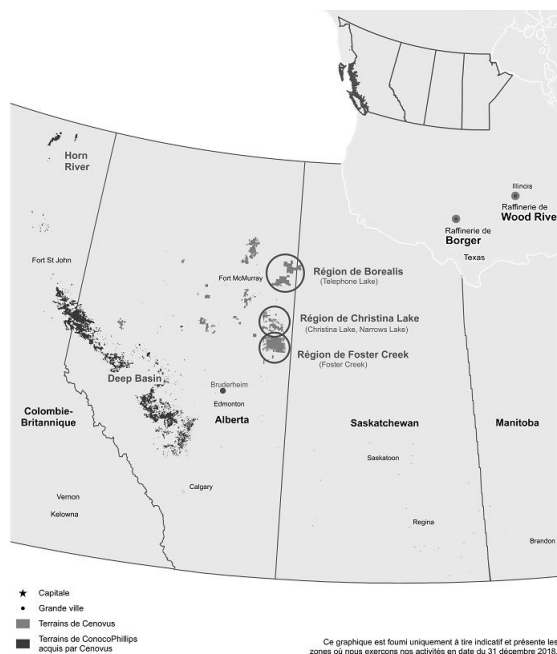
En 2017, Cenovus avait annoncé son intention de se dessaisir des actifs de son secteur Hydrocarbures classiques, qui comprenaient les actifs de pétrole lourd de Pelican Lake, le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn et les actifs de pétrole brut classique, de LGN 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

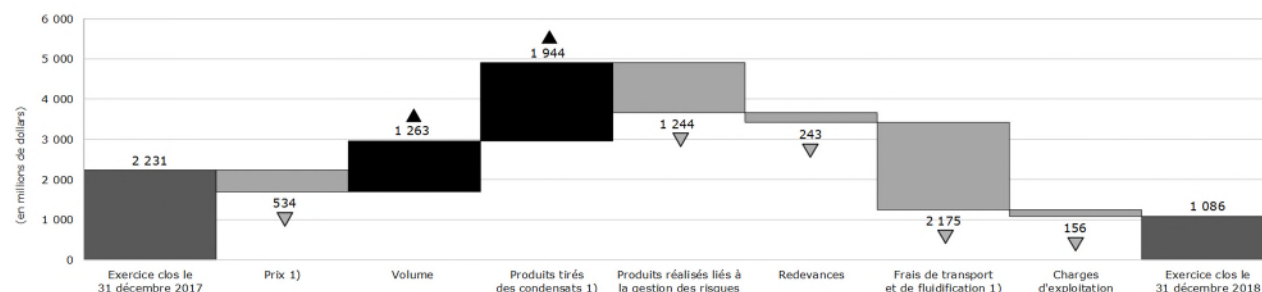
Résultats financiers¹⁾

(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.

(en millions de dollars)		Période du 17 mai au 31 décembre 2017
	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

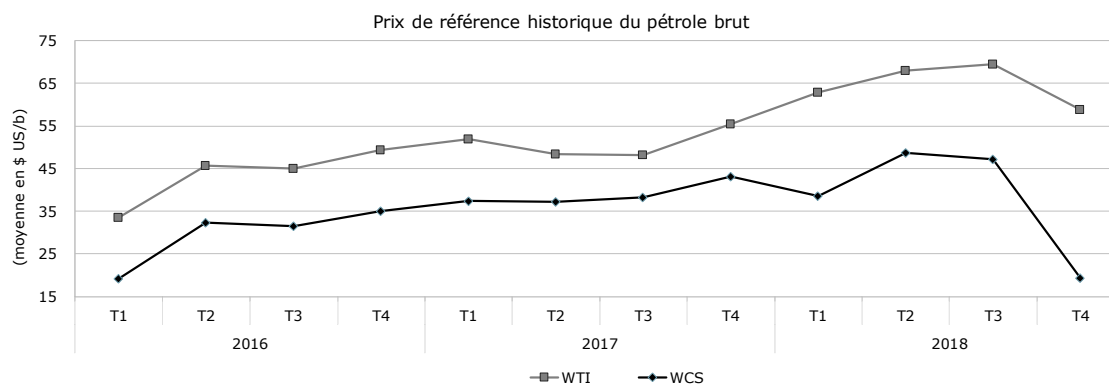
(en millions de dollars)

	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 :

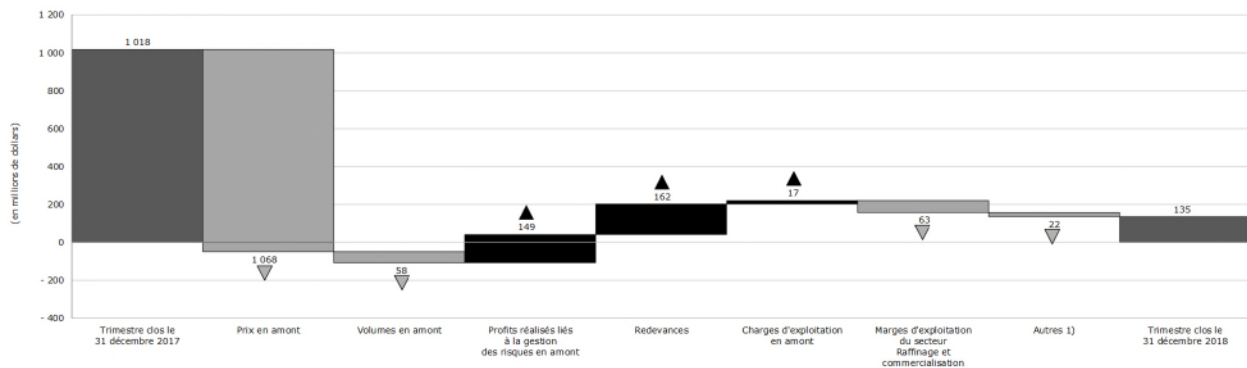
- la diminution des prix de vente moyens des liquides imputable à l'élargissement des écarts entre les prix du pétrole léger et du pétrole lourd et à la hausse des coûts des condensats;
- l'augmentation des frais de transport et de fluidification faisant suite à une hausse du prix des condensats;
- la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

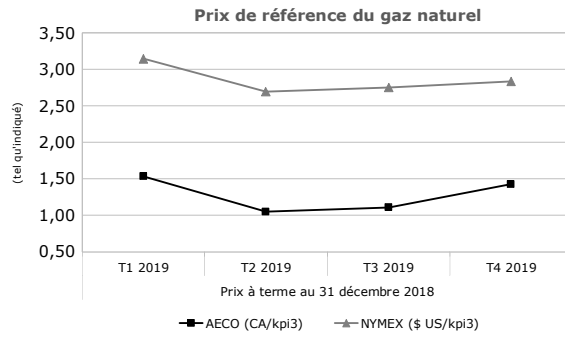
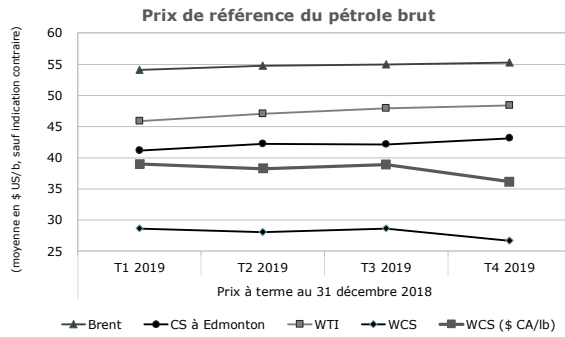
Grâce à une focalisation continue sur la discipline en matière de capital et les réductions de coûts, nous avons réduit les capitaux nécessaires pour maintenir nos activités de base et faire croître nos projets, facteur qui, à notre avis, confortera encore davantage à assurer notre résilience financière.

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

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

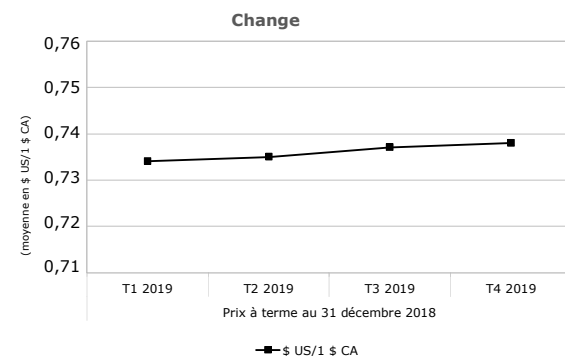
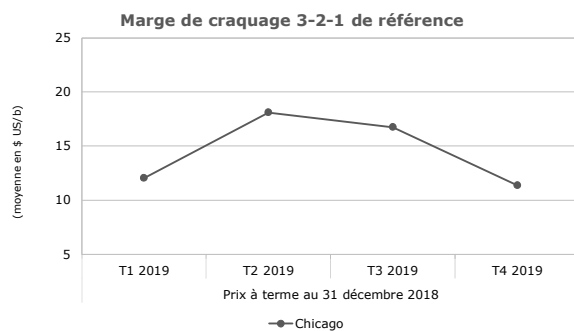
L'évolution future des prix relatifs à la production de pétrole brut de la société dépendra des facteurs suivants :

- 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.