



RAPPORT DE GESTION POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2019

APERÇU DE CENOVUS.....	2
REVUE DE L'EXERCICE.....	3
RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS	4
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	9
SECTEURS À PRÉSENTER	12
SABLES BITUMINEUX	13
DEEP BASIN	18
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION.....	21
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	23
ACTIVITÉS ABANDONNÉES.....	25
RÉSULTATS TRIMESTRIELS	26
RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ	28
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	29
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE.....	33
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE.....	53
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	57
DÉVELOPPEMENT DURABLE	57
PERSPECTIVES	58
MISE EN GARDE.....	61
ABRÉVIATIONS.....	64
DÉFINITIONS	64
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS.....	65

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 11 février 2020, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2019 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 11 février 2020, 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 11 février 2020. 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. Nous avons adopté IFRS 16, Contrats de location, au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique » pour en savoir plus sur le sujet.

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 nette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (le « 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 et 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 et gazière 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 2019, sa valeur s'établissait à environ 24 G\$. Ses activités comprennent des projets de sable 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 2019, le total de la production tirée des actifs en amont s'est établi en moyenne à environ 452 000 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 443 000 barils bruts par jour de pétrole brut en 2019 pour produire en moyenne 466 000 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. Notre plan d'affaires, qui va jusqu'en 2024, sera axé sur la croissance durable du rendement pour les actionnaires et la poursuite de la réduction de la dette nette, ainsi que sur l'intégration à ce plan de facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG »). 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.

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 employons 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 veillons 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 efforçons 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

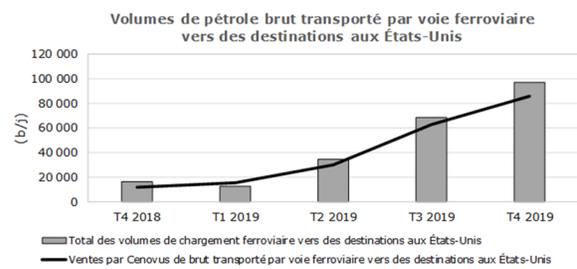
Nous tâchons d'offrir un milieu de travail invitant, où nos employés peuvent perfectionner leurs compétences et leurs habiletés et ainsi s'adapter à un contexte qui ne cesse d'évoluer. Notre personnel est ainsi mieux préparé à produire des résultats. Nous sommes déterminés à mériter la confiance des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

Pour une description de nos activités, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

REVUE DE L'EXERCICE

En 2019, nous avons respecté les engagements que nous avons pris envers nos actionnaires et avons :

- poursuivi nos plans de désendettement en remboursant une tranche de 1,8 G\$ US de nos effets non garantis et en ramenant la dette nette à 6,5 G\$;
- amélioré notre position sur le plan de l'accès aux marchés à long terme grâce à une capacité supplémentaire de transport pipelinier, à des ententes stratégiques de transport ferroviaire et à la conclusion d'engagements visant une capacité de stockage additionnelle sur la côte américaine du golfe du Mexique pour soutenir l'intensification de nos activités de transport ferroviaire;
- intensifié nos activités de transport ferroviaire, ce qui nous a permis de charger 53 345 barils par jour pour livraison vers des destinations aux États-Unis. De ces volumes, nous avons vendu en moyenne 48 626 barils par jour. À la fin de l'exercice, en décembre, les volumes moyens chargés s'établissaient en moyenne à 105 985 barils par jour et les volumes vendus, à 91 059 barils par jour;
- investi des capitaux de 1 176 M\$ par rapport à 1 363 M\$ en 2018, ce qui reflète le maintien de notre approche disciplinée en matière d'investissement;
- réduit notre structure de coûts, comme en témoigne la baisse des charges d'exploitation de nos actifs en amont;
- augmenté de 25 % le dividende au quatrième trimestre, le portant à 0,0625 \$ par action;
- produit un milliard de barils de pétrole selon la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV »).



Nos activités en amont ont donné un excellent rendement, la production s'étant établie en moyenne à 451 680 bep par jour compte tenu de la réduction de la production imposée à tout le secteur par le gouvernement de l'Alberta. Nos raffineries ont inscrit une bonne performance malgré des interruptions de service non planifiées tout au long de l'exercice et les travaux de révision aux raffineries de Wood River et de Borger (les « raffineries ») au quatrième trimestre. Le 1^{er} janvier 2020, en raison des nouveaux taux maximum atteints en 2019, la capacité de raffinage de pétrole brut de Wood River a été refixée à 346 000 barils bruts par jour (333 000 barils bruts par jour en 2019).

Les prix du pétrole brut sont demeurés volatils pendant tout l'exercice. Le prix du pétrole brut de référence, le West Texas Intermediate (« WTI »), a varié entre un sommet de 66,30 \$ US le baril et un creux de 46,54 \$ US le baril et a été inférieur en moyenne de 12 % à celui de 2018. L'écart entre les prix du WTI et du Western Canadian Select (« WCS ») à Hardisty a diminué pour s'établir en moyenne à 12,76 \$ US le baril, soit une baisse de 52 % par rapport à 2018, en raison notamment de la réduction de production imposée par le gouvernement de l'Alberta. L'augmentation des prix de référence du WCS, qui a atteint 44,27 \$ US le baril (38,46 \$ US le baril en 2018), et la diminution du coût des condensats utilisés pour la fluidification ont eu une incidence positive sur nos résultats financiers en amont (marge d'exploitation).

En raison de la persistance des contraintes limitant l'accès aux marchés pour la production de pétrole brut du Canada, nous avons poursuivi notre stratégie qui consiste à conserver des engagements fermes en matière de transport au moyen de l'accès aux pipelines, au transport ferroviaire et au transport maritime. En 2019, nous avons acquis une capacité additionnelle de transport pipelinier et ferroviaire qui nous a permis d'acheminer plus de 25 % de notre production tirée des sables bitumineux pour la vendre aux États-Unis, ce qui a contribué à l'augmentation du prix que nous avons réalisé. À la fin de l'exercice, 187 645 barils par jour de la production tirée des sables bitumineux étaient vendus à des lieux situés aux États-Unis.

Nous avons réalisé une marge d'exploitation tirée des activités poursuivies en amont de 3 723 M\$, comparativement à une marge de 1 398 M\$ en 2018, en raison d'une hausse de notre prix de vente réalisé moyen du pétrole brut et de pertes réalisées liées à la gestion des risques de 23 M\$, contre 1 577 M\$ en 2018.

Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé une marge d'exploitation de 737 M\$, en baisse par rapport à 2018. Les marges de craquage ont peu varié par rapport à l'exercice précédent, mais les marges de craquage qu'a obtenues la société ont baissé à cause du rétrécissement des écarts de prix sur le pétrole brut corrosif lourd et moyen, entraînant une réduction de l'avantage sur le pétrole brut, facteur en partie annulé par l'accroissement des marges sur les produits à prix fixe associé à la baisse du prix de référence du WTI et une réduction du coût associé aux numéros d'identification renouvelables (« NIR »).

En 2019, nous avons :

- amélioré le prix de vente réalisé moyen du pétrole brut, qui est passé à 53,95 \$ le baril alors qu'il était de 37,97 \$ le baril en 2018;
- inscrit des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 3 285 M\$ (2 154 M\$ en 2018), des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 3 724 M\$ (1 674 M\$ en 2018) et des fonds provenant de l'exploitation disponibles de 2 548 M\$ (311 M\$ en 2018);
- comptabilisé un bénéfice net provenant des activités poursuivies de 2 194 M\$ comparativement à une perte nette découlant des activités poursuivies de 2 916 M\$ en 2018.

Au quatrième trimestre de 2019, le gouvernement de l'Alberta a instauré, dans le but d'alléger la réduction de production, une allocation de production spéciale équivalente aux augmentations graduelles des expéditions par train et annoncé qu'aucune réduction de production ne serait imposée aux nouveaux puits d'hydrocarbures classiques forés pour stimuler les dépenses d'investissement. Nos niveaux de production en 2020 devraient être supérieurs à ceux de 2019 grâce à l'allocation spéciale.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION ET RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats d'exploitation

	2019	Variation (%)	2018	Variation (%)	2017
Volumes de production en amont					
Sables bitumineux (b/j)					
Foster Creek	159 598	(1)	161 979	30	124 752
Christina Lake	194 659	(3)	201 017	20	167 727
	354 257	(2)	362 996	24	292 479
Deep Basin (bep/j)	97 423	(19)	120 258	64	73 492
Total de la production tirée des activités poursuivies¹⁾ (bep/j)	451 680	(7)	483 458	32	367 635
Production tirée des activités abandonnées (Hydrocarbures classiques) (bep/j)	-	(100)	294	(100)	102 855
Ventes – activités poursuivies²⁾ (bep/j)	390 813	(10)	436 163	22	358 476
Réserves de pétrole et de gaz (Mbep)					
Prouvées	5 103	(1)	5 167	(1)	5 232
Probables	1 768	(3)	1 821	(5)	1 910
Prouvées et probables	6 871	(2)	6 988	(2)	7 142
Raffinage et commercialisation					
Production de pétrole brut ³⁾ (kb/j)	443	(1)	446	1	442
Produits raffinés ³⁾ (kb/j)	466	(1)	470	-	470
Taux d'utilisation du pétrole brut ³⁾ (%)	92	(5)	97	1	96
Pétrole brut transporté par train (b/j)					
Chargements ⁴⁾	53 345	1 197	4 113	-	-
Ventes ⁵⁾	48 626	1 367	3 314	-	-

1) Comprend les volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux, soit 320 Mpi³/j pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (306 Mpi³/j en 2018 et aucune consommation interne de la production du Deep Basin en 2017).

2) Exclut les volumes de gaz naturel servant à la consommation interne du secteur Sables bitumineux, soit 320 Mpi³/j pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (306 Mpi³/j en 2018 et aucune consommation interne de la production du Deep Basin en 2017).

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

4) Correspond aux volumes transportés à l'extérieur de l'Alberta.

5) Correspond aux volumes vendus à l'extérieur de l'Alberta.

Volumes de production en amont

Les activités en amont ont affiché un très bon rendement en 2019. La production tirée des sables bitumineux s'est établie à 354 257 barils par jour (362 996 barils par jour en 2018) à cause de la réduction de production imposée par le gouvernement de l'Alberta.

La production de 97 423 bep par jour tirée du Deep Basin en 2019 est inférieure à celle de 120 258 bep/j de 2018 en raison des baisses naturelles découlant de la réduction des investissements de maintien, de la sortie de Cenovus Pipestone Partnership (« CPP ») le 6 septembre 2018 et de la mise hors service temporaire de puits en raison de la faiblesse des prix du gaz naturel.

Réserves de pétrole et de gaz

À la clôture de 2019, d'après les rapports préparés par des évaluateurs de réserves indépendants agréés (« ERIA »), nos réserves prouvées totalisaient environ 5,1 milliards de bep, soit une baisse de 1 % par rapport à 2018, et le total de nos réserves prouvées et probables avait diminué de 2 % et s'établissait approximativement à 6,9 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.

Raffinage et commercialisation

La production de pétrole brut et de produits raffinés de 2019 a été semblable à celle de 2018. Le rendement opérationnel a été touché par les activités de maintenance prévues, des pannes imprévues, notamment à cause d'un incendie dans une unité de distillation à Wood River, et les travaux de révision prévus aux raffineries. Au premier trimestre de 2018, des révisions de grande envergure prévues ont été effectuées aux deux raffineries.

Le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur les variations de nos résultats financiers et d'exploitation à la section « 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.

Sommaire des résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2019	Variation (%)	2018 ¹⁾	Variation (%)	2017 ¹⁾
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies²⁾	4 460	86	2 394	(20)	2 992
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation					
Des activités poursuivies	3 285	55	2 118	(19)	2 611
Total	3 285	53	2 154	(30)	3 059
Fonds provenant de l'exploitation ajustés³⁾	3 724	122	1 674	(43)	2 914
Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies³⁾	456	117	(2 755)	(8 003)	(34)
par action (\$) ⁴⁾	0,37	117	(2,24)	(7 367)	(0,03)
Résultat net					
Des activités poursuivies	2 194	175	(2 916)	(229)	2 268
par action (\$) ⁴⁾	1,78	175	(2,37)	(215)	2,06
Total	2 194	182	(2 669)	(179)	3 366
par action (\$) ⁴⁾	1,78	182	(2,17)	(171)	3,05
Total de l'actif	35 713	2	35 174	(14)	40 933
Total des passifs financiers à long terme⁵⁾	8 483	(1)	8 602	(11)	9 717
Dépenses d'investissement⁶⁾	1 176	(14)	1 363	(18)	1 661
Dividendes					
Dividendes en numéraire	260	6	245	9	225
par action (\$) ⁴⁾	0,2125	6	0,2000	-	0,2000

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

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

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

4) Résultat de base et dilué par action.

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

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

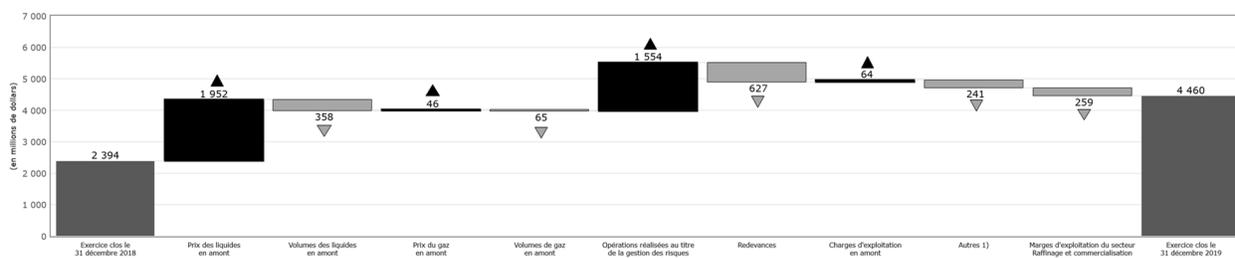
Marge d'exploitation

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)	2019	2018 ¹⁾	2017 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	22 042	22 113	17 769
Déduire : Redevances	1 172	545	271
Produits des activités ordinaires	20 870	21 568	17 498
Charges			
Produits achetés	8 844	9 261	8 476
Transport et fluidification	5 234	5 969	3 760
Charges d'exploitation	2 324	2 367	1 956
Taxes à la production et impôts miniers	1	1	1
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	7	1 576	313
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies	4 460	2 394	2 992

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

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.

La marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a augmenté en 2019 par rapport à 2018, principalement en raison des facteurs suivants :

- l'accroissement du prix de vente moyen du pétrole brut découlant du rétrécissement des écarts et de la hausse de nos volumes de ventes aux États-Unis;
- la diminution des frais de transport et de fluidification découlant de la baisse des prix des condensats et d'une réduction des volumes de condensats nécessaires pour la fluidification, facteurs annulés en partie par une hausse des coûts du transport ferroviaire et des tarifs pipeliniers liée aux volumes plus grands expédiés aux États-Unis;
- une diminution des charges d'exploitation en amont;
- la baisse des pertes réalisées liées à la gestion des risques en amont, qui se sont établies à 23 M\$ (pertes de 1 577 M\$ en 2018).

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

- l'accroissement des redevances principalement du fait que Christina Lake a atteint le stade de récupération des coûts en août 2018 et la hausse des prix réalisés;
- la baisse des volumes de vente;
- le recul de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation à cause surtout de la réduction des marges de craquage réalisées en raison de la diminution de l'avantage sur le pétrole brut.

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 sont composés des débiteurs, des stocks, de l'impôt sur le résultat à recouvrer, des créditeurs et du passif d'impôt. 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.

(en millions de dollars)	2019	2018 ^{1), 2)}	2017 ^{1), 2)}
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 285	2 154	3 059
(Ajouter) déduire :			
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(84)	(72)	(107)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(355)	552	252
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	3 724	1 674	2 914

- 1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».
- 2) 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 plus élevés en 2019 qu'en 2018 en raison de la hausse de la marge d'exploitation, de la baisse des frais généraux et frais d'administration du fait de la réduction des frais de location par suite essentiellement de l'adoption d'IFRS 16 et des indemnités de départ de 60 M\$ comptabilisées en 2018 et de la diminution des charges financières par suite des remboursements de titres d'emprunt. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une charge d'impôt exigible de 17 M\$ alors qu'un produit d'impôt exigible de 126 M\$ avait été comptabilisé en 2018. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement en 2019 s'explique essentiellement par la hausse des comptes débiteurs et des stocks, compensée en partie par l'augmentation des comptes créditeurs et la diminution de l'impôt sur le résultat à recouvrer.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement en 2018 s'expliquait essentiellement par la baisse des comptes débiteurs et des stocks, compensée en partie par la diminution des comptes créditeurs.

Résultat d'exploitation

(en millions de dollars)	2019	2018 ¹⁾	2017 ¹⁾
Résultat provenant des activités poursuivies, avant impôt	1 397	(3 926)	2 216
Ajouter (déduire) :			
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ²⁾	149	(1 249)	729
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation ³⁾	(787)	593	(651)
(Profit) à la réévaluation	-	-	(2 555)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(2)	795	1
Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies, avant impôt	757	(3 787)	(260)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	301	(1 032)	(226)
Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies	456	(2 755)	(34)

- 1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».
- 2) Tient compte de la reprise de (profits) pertes latents comptabilisés pour des périodes antérieures.
- 3) 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 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, 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 2019, le résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies a augmenté par rapport à 2018, en raison principalement des facteurs suivants :

- la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés mentionnée plus haut;
- une réduction de 82 M\$ des coûts de prospection par rapport à des coûts de 2 123 M\$ en 2018;
- un produit d'impôt différé lié à la réduction de valeur visant les actifs de prospection et d'évaluation du Deep Basin en 2018;
- la provision au titre de contrats déficitaires de 629 M\$ comptabilisée en 2018.

L'augmentation du bénéfice d'exploitation en 2019 a été en partie contrée par des pertes de change réalisées de 401 M\$ au rachat de billets non garantis, comparativement à des pertes de 214 M\$ en 2018, par l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement liée essentiellement à nos actifs au titre de droits d'utilisation et par une perte de 164 M\$ à la réévaluation du paiement éventuel (50 M\$ en 2018).

Résultat net

(en millions de dollars)	2019 c. 2018	2018 c. 2017
Résultat net provenant des activités poursuivies de l'exercice comparatif¹⁾	(2 916)	2 268
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies	2 066	(598)
Activités non sectorielles et éliminations		
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	(1 398)	1 978
Profit (perte) de change latent	1 476	(1 506)
(Profit) à la réévaluation	-	(2 555)
Réévaluation du paiement éventuel	(114)	(188)
Profit (perte) à la sortie d'actifs	797	(794)
Charges ²⁾	573	(951)
Amortissement et épuisement	(118)	(293)
Coûts de prospection	2 041	(1 235)
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	(213)	958
Résultat net provenant des activités poursuivies à la fin de l'exercice	2 194	(2 916)

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

2) Tient compte des (profits) pertes réalisés liés à la gestion des risques du secteur Activités non sectorielles et éliminations, de la provision 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.

Le résultat net de 2 194 M\$ provenant des activités poursuivies pour 2019 a augmenté par rapport à 2018 en raison du résultat d'exploitation plus élevé mentionné plus haut, des profits de change autres que d'exploitation de 787 M\$ contre des pertes de 593 M\$ en 2018 et de la perte à la sortie de CPP en 2018. En 2019, nous avons comptabilisé un produit d'impôt différé de 671 M\$ découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta et un produit de 387 M\$ par suite d'une restructuration interne de nos activités aux États-Unis, ce qui a donné lieu à une augmentation de la base fiscale de nos actifs de raffinage. En 2018, nous avons comptabilisé un produit d'impôt différé de 884 M\$ 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 montant de 78 M\$ découlant d'un ajustement de la base fiscale de nos actifs de raffinage. La hausse du résultat net a été en partie contrée par des pertes latentes liées à la gestion des risques de 149 M\$ comparativement à des profits de 1 249 M\$ en 2018.

Le résultat net de 247 M\$ provenant des activités abandonnées de l'exercice clos le 31 décembre 2018 comprenait un profit après impôt de 220 M\$ sur la sortie des actifs de Suffield au premier trimestre de 2018.

Le résultat net de 2018 avait été inférieur à celui de 2017 à cause surtout de la diminution du résultat d'exploitation, d'un profit de 1,9 G\$, après impôt, au titre de la réévaluation de notre participation préexistante dans FCCL Partnership (« FCCL ») comptabilisé en 2017, des pertes de change autres que d'exploitation par rapport à des profits en 2017 et d'une perte liée à la sortie de CPP. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par des profits latents liés à la gestion des risques, par rapport à des pertes en 2017, et un produit d'impôt plus élevé.

Dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	2019	2018 ¹⁾	2017 ¹⁾
Sables bitumineux	706	887	973
Deep Basin	53	211	225
Raffinage et commercialisation	280	208	180
Activités non sectorielles et éliminations	137	57	77
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	-	-	206
Dépenses d'investissement²⁾	1 176	1 363	1 661

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

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

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

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

En ce qui concerne nos résultats financiers, les principaux inducteurs de performance sont les prix des marchandises, les écarts de prix liés à la qualité et à l'emplacement, 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.

(\$ US/b, sauf indication contraire)	T4 2019	T4 2018	2019	Variation (%)	2018	2017
Brent						
Moyenne	62,50	68,08	64,18	(10)	71,53	54,82
WTI						
Moyenne	56,96	58,81	57,03	(12)	64,77	50,95
Écart moyen Brent/WTI	5,54	9,27	7,15	6	6,76	3,87
WCS à Hardisty (« WCS »)						
Moyenne	41,13	19,39	44,27	15	38,46	38,97
Écart moyen WTI/WCS	15,83	39,42	12,76	(52)	26,31	11,98
Moyenne (\$ CA/b)	54,29	25,60	58,77	18	49,81	50,56
WCS à Nederland						
Moyenne	51,47	57,70	55,56	(10)	62,05	46,18
Écart moyen WTI/WCS à Nederland	5,49	1,11	1,47	(46)	2,72	4,77
West Texas Sour (« WTS »)						
Moyenne	57,26	52,38	56,27	(2)	57,24	49,91
Écart moyen WTI/WTS	(0,30)	6,43	0,76	(90)	7,53	1,04
Condensats (C5 à Edmonton)						
Moyenne	53,01	45,28	52,86	(13)	61,00	51,57
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	3,95	13,53	4,17	11	3,77	(0,62)
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(11,88)	(25,89)	(8,59)	(62)	(22,54)	(12,60)
Moyenne (\$ CA/b)	69,97	59,74	70,15	(11)	79,02	66,89
Moyenne des prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	64,83	66,65	70,55	(10)	77,96	66,95
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	78,09	84,25	77,97	(10)	86,75	69,09
Marge de raffinage : moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries²⁾						
Chicago	12,27	13,43	16,00	-	15,97	16,77
Groupe 3	14,60	14,57	16,67	-	16,74	16,61
Moyenne des prix du gaz naturel						
Prix AECO ³⁾ (\$ CA/kpi ³)	2,34	1,90	1,62	6	1,53	2,43
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	2,50	3,64	2,63	(15)	3,09	3,11
Taux de change (\$ US/\$ CA)						
Moyenne	0,758	0,758	0,754	(2)	0,772	0,771
Fin de la période	0,770	0,733	0,770	5	0,733	0,797

1) Ces prix de référence ne correspondent pas aux prix de vente que nous avons réalisés et sont approximatifs. 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 de la rubrique « 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.

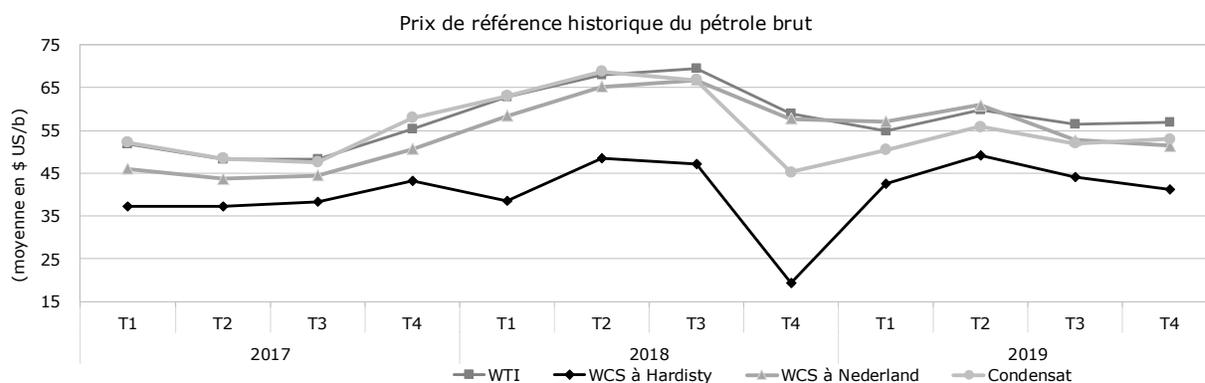
3) Indice mensuel du gaz naturel AECO (Alberta Energy Company).

Prix de référence – pétrole brut

En 2019, les prix de référence moyens du Brent et du WTI ont diminué par rapport à ceux de 2018, car l'incertitude à l'égard d'une surabondance de l'offre et du recul de la demande de pétrole brut causé par les tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine a entraîné une baisse des prix de référence du brut. Les prix mondiaux ont été soutenus par la décision des membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») de réduire leur production et les sanctions imposées au Venezuela et à l'Iran par les États-Unis.

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 redevance relatifs à de nombreux biens pétroliers de la société. En 2019, l'écart Brent-WTI s'est élargi en raison de la forte croissance de l'offre en provenance du bassin Permian, qui a aggravé la congestion à Cushing, en Oklahoma.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. En 2019, l'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est rétréci par suite de la réduction de production imposée par le gouvernement de l'Alberta pour comprimer les écarts qui avaient atteint des sommets encore jamais vus au premier trimestre de 2018 et atténuer le niveau élevé des stocks de pétrole brut. La diminution de la production causée par la réduction de production imposée continue de soutenir les prix de référence en Alberta. Le WCS à Nederland est un prix de référence du pétrole lourd de la côte américaine du golfe du Mexique représentatif des prix que nous pratiquons par suite de l'accroissement de nos ventes dans cette région. L'offre et la demande de pétrole lourd sont restées restreintes à l'échelle mondiale, comme en témoignent les solides prix pratiqués sur la côte américaine du golfe du Mexique tout au long de 2019. Les principaux facteurs en sont les réductions de production convenues entre les pays membres de l'OPEC et leurs alliés, ainsi que les sanctions imposées par les États-Unis au Venezuela et à l'Iran.



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 rétréci en 2019, en raison de la mise en service d'une capacité additionnelle de transport pipelinier.

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.

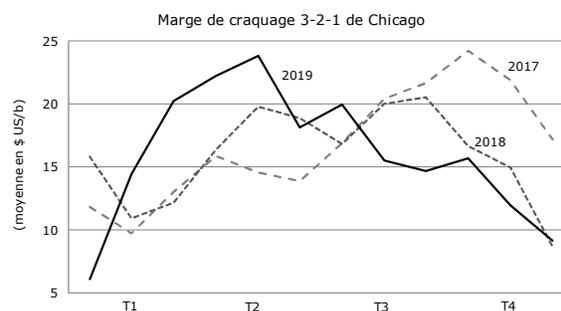
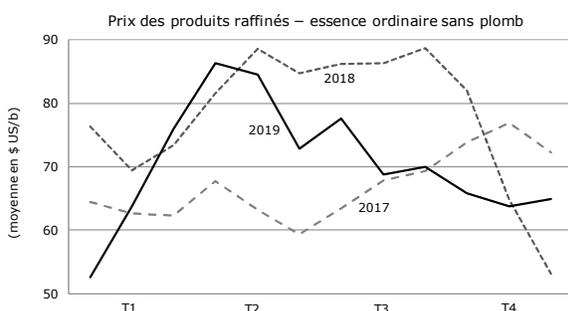
L'escompte des prix de référence moyens des condensats par rapport à ceux du WTI a rétréci en 2019 comparativement à 2018; cette variation s'explique par l'accroissement de l'offre en Amérique du Nord et la réduction de la demande par suite de l'imposition d'une réduction de production en Alberta.

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 du mois courant 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 diminué en 2019 en raison principalement de la baisse 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.

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 se sont raffermis en 2019 par rapport à 2018; ils sont cependant restés bas surtout à cause de la faible progression de la demande et des travaux de maintenance des pipelines en Alberta. La Régie de l'énergie du Canada a récemment approuvé un plan de stockage du gaz naturel pendant les périodes estivales de maintenance pour améliorer l'équilibre de l'offre et de la demande en Alberta et réduire la pression sur les prix AECO. Le prix moyen au NYMEX a diminué par rapport à 2018 à cause de la croissance de l'offre liée à la mise en valeur continue 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. En période d'affaiblissement du dollar canadien, la dette libellée en dollars américains de la société donne lieu à des pertes de change latentes à leur conversion en dollars canadiens.

En 2019, le dollar canadien s'est déprécié en moyenne par rapport au dollar américain, comparativement à 2018, ce qui a eu une incidence positive d'environ 470 M\$ sur nos produits des activités ordinaires en 2019. Le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain au 31 décembre 2019 comparativement au 31 décembre 2018 et la réalisation de pertes de change de 412 M\$ au rachat des billets non garantis ont donné lieu à des profits de change latents de 800 M\$ à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

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 LGN essentiellement situés dans les secteurs opérationnels d'Elmworth-Wapiti, de Kaybob-Edson et de Clearwater. Les actifs sont situés en Alberta et en Colombie-Britannique et comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement 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. La commercialisation de pétrole brut et de gaz naturel provenant du Canada, y compris les ventes de produits physiques réglées aux États-Unis, est considérée comme une opération conclue par une entreprise canadienne. L'achat et la vente de pétrole brut et de gaz naturel produits aux États-Unis sont attribués aux États-Unis.

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 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 pour le 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.

Le 17 mai 2017, Cenovus a acquis, auprès de la société ConocoPhillips et de certaines de ses filiales (ensemble, « ConocoPhillips »), la participation de 50 % que ConocoPhillips détenait dans FCCL et la majorité des actifs de pétrole classique que possédait ConocoPhillips dans l'Ouest canadien, soit dans le Deep Basin en Alberta et en Colombie-Britannique (l'« acquisition »).

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 dioxyde de carbone (« 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'activité abandonnée. 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)	2019	2018	2017 ¹⁾
Sables bitumineux	9 695	9 553	7 132
Deep Basin	662	832	514
Raffinage et commercialisation	10 513	11 183	9 852
Activités non sectorielles et éliminations	(689)	(724)	(455)
	20 181	20 844	17 043

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 activités du Deep Basin.

Les produits des activités ordinaires du secteur Sables bitumineux ont légèrement augmenté par rapport à 2018 grâce à la hausse des prix réalisés du pétrole brut, en partie contrée par l'accroissement des redevances et la baisse des volumes de vente. Les produits tirés du Deep Basin ont été inférieurs en 2019 à ceux de 2018 à cause de la baisse des volumes de vente et des prix réalisés des liquides de gaz naturel, facteurs qui ont été compensés en partie par la diminution des redevances.

En 2019, les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué par rapport à 2018. Les produits tirés du raffinage ont diminué en raison de la baisse des prix des produits raffinés, ce qui cadre avec la diminution des prix de référence moyens des produits raffinés. Les produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par notre groupe de commercialisation ont augmenté en 2019 par rapport à 2018 en raison d'une progression des volumes de pétrole brut et de gaz naturel, en partie contrebalancée par la baisse des prix.

Les produits des activités ordinaires 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.

Dans l'ensemble, les produits des activités ordinaires avaient augmenté en 2018 par rapport à 2017 surtout sous l'effet de l'accroissement des volumes de vente par suite de l'acquisition et de l'augmentation des prix des produits raffinés, facteurs qui ont été annulés en partie par la baisse des prix réalisés du pétrole brut et du gaz naturel et l'accroissement des redevances.

SABLES BITUMINEUX

En 2019, nous avons :

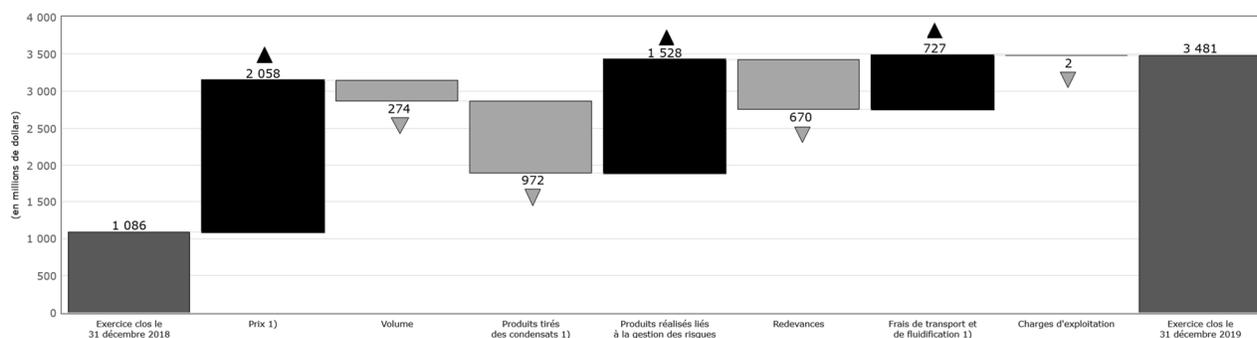
- géré le total de la production pour qu'il respecte la réduction obligatoire;
- achevé en mars la construction de la phase G de Christina Lake, laquelle a été achevée avant la date prévue et a exigé moins de capitaux que prévu;
- mené à terme de manière sécuritaire et réussie nos plus importants travaux de révision prévus à Christina Lake;
- réalisé une marge d'exploitation de 3 481 M\$, soit une hausse de 2 395 M\$ par rapport à 2018 découlant d'une augmentation des prix de vente réalisés moyens, d'une diminution des frais de transport et de fluidification et de pertes réalisées liées à la gestion des risques de 23 M\$ contre des pertes de 1 551 M\$ en 2018, facteurs qui ont été annulés en partie par la baisse des volumes de vente et la hausse des redevances;
- enregistré un prix net opérationnel relatif au pétrole brut de 27,72 \$ le baril, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, soit un gain de 41 % par rapport à 2018;
- vendu plus de 25 % de la production tirée des sables bitumineux à l'extérieur de l'Alberta, ce qui nous a permis de profiter de prix de vente réalisés plus élevés.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2019	2018 ¹⁾	2017 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	10 838	10 026	7 362
Déduire : Redevances	1 143	473	230
Produits des activités ordinaires	9 695	9 553	7 132
Charges			
Transport et fluidification	5 152	5 879	3 704
Activités d'exploitation	1 039	1 037	934
(Profit) perte lié à la gestion des risques	23	1 551	307
Marge d'exploitation	3 481	1 086	2 187
Amortissement et épuisement	1 543	1 439	1 230
Coûts de prospection	18	6	888
Résultat sectoriel	1 920	(359)	69

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

Variation de la marge 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 2019, le prix de vente réalisé du pétrole brut s'est établi à 53,78 \$ le baril alors qu'il était de 37,51 \$ le baril en 2018. Même si le prix de référence du WTI a baissé de 12 % par rapport à 2018, le rétrécissement de 52 % de l'écart entre le WTI et le WCS, qui s'est établi en moyenne à 12,76 \$ US le baril (26,31 \$ US le baril en 2018), l'amointrissement de l'écart entre le WCS et le Christina Dilbit Blend (« CDB »), la baisse du coût des condensats utilisés pour la fluidification et un accroissement des volumes vendus à l'extérieur de l'Alberta ont entraîné une hausse du prix de vente du pétrole brut de la société. En 2019, nous avons vendu plus de 25 % de notre production à l'extérieur de l'Alberta, ce qui a contribué à accroître nos prix de vente réalisés.

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 diminue par rapport au prix du pétrole brut dilué, notre prix de vente pour le bitume augmente. En raison de la forte demande de condensats à Edmonton, nous achetons aussi des condensats sur le marché des États-Unis, que nous acheminons au marché d'Edmonton. 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 vendons notre production de pétrole fluidifié. Le contexte de hausse des prix du pétrole brut est généralement favorable 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 bas. L'augmentation du prix du pétrole brut reflète également le rétrécissement de la prime des prix du WCS en regard de ceux des condensats, qui s'est établie à 8,59 \$ US le baril (contre 22,54 \$ US le baril en 2018).

Volumes de production

(b/i)	2019	Variation (%)	2018	Variation (%)	2017
Foster Creek	159 598	(1)	161 979	30	124 752
Christina Lake	194 659	(3)	201 017	20	167 727
	354 257	(2)	362 996	24	292 479

À Foster Creek et à Christina Lake, les niveaux de production ont été légèrement inférieurs à ceux de 2018 en raison de la réduction de production obligatoire. Aux premier et quatrième trimestres de 2018, nous avons décidé d'exploiter nos installations des deux raffineries à régime réduit à cause de la capacité de transport limitée et de la faiblesse du prix du pétrole lourd.

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.

Les redevances d'un projet ayant atteint le stade de récupération des coûts 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, ainsi que les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement autorisées.

Aux fins du calcul des redevances, Foster Creek et Christina Lake sont des projets ayant atteint le stade de récupération des coûts. Notre actif de Christina Lake a atteint le stade de récupération des coûts au troisième trimestre de 2018.

Taux de redevance réels

(en pourcentage)	2019	2018	2017
Foster Creek	18,8	18,0	11,4
Christina Lake	21,6	4,8	2,5

En 2019, les redevances ont augmenté de 670 M\$ par rapport à 2018 parce que Christina Lake a atteint le stade de récupération des coûts en août 2018 et que les profits nets ont monté par suite de la réduction de production obligatoire. Ces facteurs ont été en partie annulés par la baisse du prix de référence moyen annuel du WTI (dont le taux de redevance est tributaire).

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont diminué de 727 M\$, pour s'établir à 5 152 M\$ en 2019. La diminution des frais de fluidification est attribuable à la baisse des coûts des condensats et à une réduction des volumes de condensats requis, la production ayant été moindre. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen à Edmonton surtout à cause des frais de transport associés à l'acheminement des condensats entre les divers marchés et nos projets de sables bitumineux.

Les frais de transport ont augmenté surtout à cause de la hausse des volumes expédiés par train et de l'augmentation des tarifs pipeliniers liée aux ventes plus élevées aux États-Unis. Nous avons acheminé plus de 25 % de nos volumes vers des destinations aux États-Unis, par pipeline ou par train, ce qui nous a permis d'obtenir de meilleurs prix.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport unitaires de Foster Creek ont augmenté de 3,36 \$ le baril, pour s'établir à 11,70 \$ le baril, en raison de l'augmentation des volumes vendus expédiés par train et par pipeline vers les États-Unis et de la diminution du total des volumes de vente. Ces facteurs ont été compensés en partie par l'effet de l'adoption d'IFRS 16. Les frais de transport unitaires de Christina Lake ont augmenté de 1,39 \$ le baril, pour s'établir à 6,64 \$ le baril, en raison de l'augmentation des volumes vendus expédiés par train vers les États-Unis et de la diminution du total des volumes de vente. Ces facteurs ont été compensés en partie par l'effet de l'adoption d'IFRS 16. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique » du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur l'adoption d'IFRS 16.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation pour 2019 ont été la main-d'œuvre, le carburant, les réparations et la maintenance, les produits chimiques et les reconditionnements. Le total des charges d'exploitation est resté pratiquement le même qu'en 2018 à cause de la hausse des coûts du carburant liée à l'augmentation des prix du gaz naturel et de notre décision de maintenir l'injection de vapeur aux niveaux précédant la réduction de production obligatoire, ainsi que de la hausse des coûts des réparations et de la maintenance, qui a été annulée par la baisse des coûts des produits chimiques et de la main-d'œuvre et le nombre moindre de reconditionnements.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	2019	Variation (%)	2018 ¹⁾	Variation (%)	2017 ¹⁾
Foster Creek					
Carburant	2,47	16	2,13	(13)	2,44
Autres coûts	6,67	(2)	6,84	(15)	8,02
Total	9,14	2	8,97	(14)	10,46
Christina Lake					
Carburant	2,06	10	1,87	(9)	2,06
Autres coûts	5,27	11	4,73	(1)	4,78
Total	7,33	11	6,60	(4)	6,84
Total	8,15	7	7,65	(9)	8,40

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

À Foster Creek et à Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont augmenté par suite de la baisse des volumes de vente et de la hausse des prix du gaz naturel et de la consommation de carburant. L'injection de vapeur a été maintenue aux niveaux précédant la réduction de production obligatoire.

À Foster Creek, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont diminué en 2019 par rapport à 2018, car la diminution des coûts des produits chimiques, le nombre moindre de reconditionnements et la baisse des coûts de la main-d'œuvre ont été annulés en partie par la réduction des volumes de vente.

À Christina Lake, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont augmenté en 2019, en raison essentiellement de la baisse des volumes de vente, de la hausse des coûts des réparations et de la maintenance et de l'augmentation des coûts de traitement et de transport par camion des déchets et des liquides associés à des activités de révision prévues au deuxième trimestre, facteurs en partie compensés par la diminution des coûts des produits chimiques associée à la diminution de la production de bitume et à la réduction du traitement du soufre liée au volume.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/baril)	Foster Creek			Christina Lake		
	2019	2018 ²⁾	2017 ²⁾	2019	2018 ²⁾	2017 ²⁾
Prix de vente	57,21	42,63	43,75	50,91	33,42	39,78
Redevances	8,44	6,25	4,00	9,42	1,37	0,87
Transport et fluidification	11,70	8,34	8,73	6,64	5,25	4,52
Charges d'exploitation	9,14	8,97	10,46	7,33	6,60	6,84
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	27,93	19,07	20,56	27,52	20,20	27,55
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,16)	(11,49)	(2,95)	(0,19)	(11,66)	(2,99)
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	27,77	7,58	17,61	27,33	8,54	24,56

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

2) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

Le prix net opérationnel est une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer le rendement opérationnel unitaire d'une entreprise. 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* (le « manuel COGE »). 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, divisés 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, ce qui facilite son transport vers les marchés. Pour un rapprochement des prix nets opérationnels, voir la section « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

À Foster Creek et à Christina Lake, notre prix net opérationnel moyen, exclusion faite des profits et des pertes réalisés liés à la gestion des risques, a augmenté en 2019 par rapport à 2018, surtout grâce à la hausse des prix de vente réalisés, qui a été compensée en partie par l'accroissement des redevances unitaires, l'augmentation des frais de transport et de fluidification unitaires, la hausse des charges d'exploitation unitaires et la réduction des volumes de vente. La dépréciation du dollar canadien en regard du dollar américain, par rapport à 2018, a eu une incidence positive d'environ 1,18 \$ par baril sur les prix de vente.

En 2019, nous avons vendu plus de 25 % de notre production tirée des sables bitumineux à l'extérieur de l'Alberta, ce qui a contribué à accroître nos prix de vente réalisés tout en augmentant les coûts de transport et de fluidification (environ 18 % de notre production tirée des sables bitumineux en 2018).

Gestion des risques

Les positions de gestion des risques de 2019 ont donné lieu à des pertes réalisées de 23 M\$ (pertes réalisées de 1 551 M\$ en 2018), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix des contrats de couverture de Cenovus.

Amortissement et épuisement et coûts de prospection

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 estimatives 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 attribue 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.

Nous amortissons les actifs au titre de droits d'utilisation selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux.

En 2019, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté par rapport à 2018, pour s'établir à 1 543 M\$, en raison d'une augmentation du taux d'épuisement moyen, qui a été annulée en partie par la baisse des volumes de vente et la charge d'amortissement additionnelle sur les actifs au titre de droits d'utilisation. Le taux d'épuisement de Cenovus a augmenté en raison de la hausse des coûts de mise en valeur future imputable aux capitaux additionnels requis pour améliorer la récupération et mettre en valeur des zones productrices minces à Christina Lake et à Foster Creek, ainsi que de l'accroissement des investissements de maintien à Foster Creek. Le taux d'épuisement moyen de l'exercice clos le 31 décembre 2019 s'est établi à environ 11,15 \$ le baril (10,60 \$ le baril en 2018).

Des coûts de prospection de 18 M\$ ont été comptabilisés pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (6 M\$ en 2018) relativement à des coûts de prospection et d'évaluation déjà incorporés qui ont été radiés, car il a été établi que la valeur comptable n'était pas recouvrable.

Dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	2019	2018 ¹⁾	2017 ¹⁾
Foster Creek	243	379	455
Christina Lake	362	445	426
	605	824	881
Autres ²⁾	101	63	92
Dépenses d'investissement³⁾	706	887	973

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique » pour en savoir plus sur le sujet.

2) Comprennent les nouvelles zones de ressources, Marten Hills, Narrows Lake, Telephone Lake et le gaz naturel d'Athabasca.

3) Comprennent les dépenses liées aux immobilisations corporelles et aux actifs de prospection et d'évaluation.

En 2019, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux se sont établies à 706 M\$, soit 181 M\$ de moins qu'en 2018, en raison surtout du maintien de notre approche disciplinée en matière d'investissement, de la réduction des dépenses consacrées aux programmes de forage de puits de maintien, de l'achèvement de la construction de la phase G de Christina Lake, d'un programme de puits stratigraphiques moins ambitieux et du report de certaines dépenses d'investissement par suite de la réduction de production obligatoire. 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 été consacrées surtout aux investissements de maintien portant sur la production existante, aux puits stratigraphiques et à la construction de la phase G, terminée en mars. D'autres dépenses d'investissement ont été consacrées à la poursuite de mesures clés et aux coûts du développement technique.

Activités de forage

	Puits de forage stratigraphique bruts			Puits productifs bruts ¹⁾		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Foster Creek	14	43	96	-	14	41
Christina Lake	18	63	108	11	38	25
	32	106	204	11	52	66
Autres	26	23	16	11	3	-
	58	129	220	22	55	66

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

Nous prévoyons que les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux s'établiront entre 865 M\$ et 1 010 M\$ en 2020. Nos prévisions pour 2020 datées du 9 décembre 2019 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

À Foster Creek, nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'établiront entre 360 M\$ et 410 M\$ en 2020. Nous entendons continuer de les consacrer à des investissements de maintien visant la production existante.

À Christina Lake, nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'établiront entre 310 M\$ et 360 M\$ en 2020 et seront axées sur les investissements de maintien. Les travaux de construction sur place de la phase G se sont achevés à la fin du premier trimestre de 2019 et la production de pétrole brut devrait commencer au premier trimestre de 2020. La capacité nominale, soit 50 000 barils par jour, devrait être atteinte au cours de 2020.

Nous prévoyons de consacrer des capitaux à la phase H de Foster Creek, à la phase H de Christina Lake et à Narrows Lake en 2020, pour poursuivre l'avancement des travaux en vue de l'obtention de l'aval des organismes de réglementation.

En 2020, les dépenses d'investissement consacrées à la technologie et à diverses autres activités devraient se situer entre 160 M\$ et 190 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 à la valorisation partielle ainsi qu'à l'avancement de la conception de notre nouvelle installation de sables bitumineux.

DEEP BASIN

En 2019, nous avons :

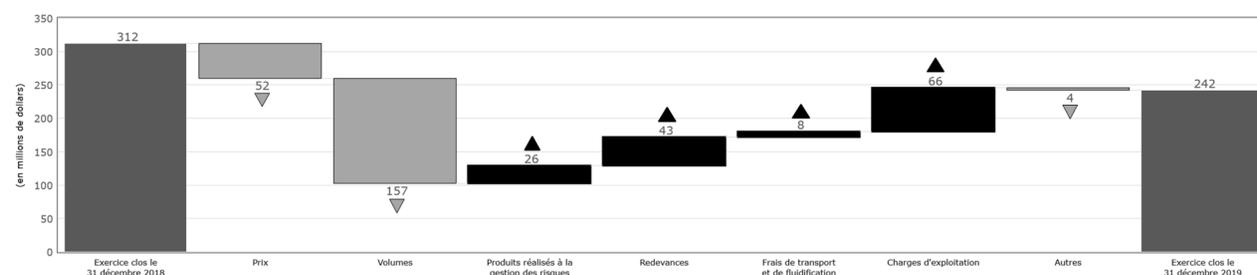
- produit un total de 97 423 bep par jour, soit moins qu'en 2018, en raison des baisses naturelles découlant de la réduction des investissements de maintien, de la sortie de CPP et des mises hors service temporaires en raison de la faiblesse des prix du gaz naturel;
- réduit le total des charges d'exploitation grâce à l'optimisation des activités, à la priorité accordée aux interventions visant les puits, aux activités d'entretien et de réparation et à l'utilisation de notre infrastructure pour réduire notre structure de coûts;
- dégagé une marge d'exploitation de 242 M\$, soit une diminution de 70 M\$ découlant de la réduction des volumes et des prix des liquides de gaz naturel, qui a été atténuée par la baisse des charges d'exploitation, des redevances, des opérations réalisées au titre de la gestion des risques et des frais de transport et de fluidification;
- enregistré un prix net opérationnel de 6,02 \$ le bep, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2019	2018 ¹⁾	Du 17 mai au 31 décembre 2017 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	691	904	555
Déduire : Redevances	29	72	41
Produits des activités ordinaires	662	832	514
Charges			
Transport et fluidification	82	90	56
Activités d'exploitation	337	403	250
Taxes à la production et impôts miniers	1	1	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	26	-
Marge d'exploitation	242	312	207
Amortissement et épuisement	319	412	331
Coûts de prospection	64	2 117	-
Résultat sectoriel	(141)	(2 217)	(124)

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

Variation de la marge d'exploitation



Produits des activités ordinaires

Prix

	2019	2018	Période du 17 mai au 31 décembre 2017
Pétrole léger et moyen (\$/b)	65,70	66,71	60,01
LGN (\$/b)	26,36	38,56	33,05
Gaz naturel (\$/kpi ³)	2,01	1,72	2,03
Total d'équivalent de pétrole (\$/bep)	17,95	19,31	19,52

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les produits des activités ordinaires ont diminué en raison de la réduction des volumes et des prix de vente réalisés sur les liquides, en partie annulée par une hausse du prix de vente réalisé du gaz naturel. En 2019, les produits des activités ordinaires tenaient compte de produits liés aux frais de traitement de 53 M\$ (57 M\$ en 2018) relativement aux participations de Cenovus dans les installations de traitement du gaz naturel. 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

	2019	2018	2017 ¹⁾
Liquides			
Pétrole brut (b/j)	4 911	5 916	3 922
LGN (b/j)	21 762	26 538	16 928
	26 673	32 454	20 850
Gaz naturel (Mpi³/j)	424	527	316
Production totale (bep/j)	97 423	120 258	73 492
Production de gaz naturel (% par rapport au total)	73	73	72
Production de liquides (% par rapport au total)	27	27	28

1) De la clôture de l'acquisition, le 17 mai 2017, au 31 décembre 2017, la production s'est établie en moyenne à 117 138 bep par jour.

La production de 2019 a été inférieure à celle de 2018 en raison des baisses naturelles découlant de la réduction des investissements de maintien, de la sortie de CPP et des mises hors service temporaires en raison de la faiblesse des prix du gaz naturel.

La vente de CPP a été conclue le 6 septembre 2018. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, la production de CPP s'était établie à environ 6 523 bep par jour.

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.

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 2019, notre taux de redevance réel s'est établi à 8,7 % pour les liquides (12,8 % en 2018) et à 1,1 % pour le gaz naturel (3,6 % en 2018), car le crédit de redevance au titre de la GCA était supérieur à la charge de redevance, ce qui a donné lieu à des taux de redevance négatifs pour certains mois de 2019, ainsi qu'en raison du recul des prix et de la production.

Charges

Transport

Les frais de transport unitaires se sont établis en moyenne à 2,31 \$ par bep, contre 1,97 \$ par bep en 2018, en raison de la hausse des tarifs pipeliniers. 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

Le total des charges d'exploitation a diminué de 16 %, pour s'établir à 337 M\$ (403 M\$ en 2018) par suite de la sortie de CPP, de l'optimisation des activités, de la priorité accordée aux interventions visant les puits, des activités d'entretien et de réparation et de l'utilisation de notre infrastructure pour réduire notre structure de coûts.

Le total des charges d'exploitation a reculé de manière importante, mais les charges d'exploitation unitaires ont légèrement augmenté, s'établissant en moyenne à 8,79 \$ par bep en 2019 (8,58 \$ par bep en 2018). L'augmentation des charges d'exploitation unitaires est imputable à la baisse des volumes de vente, qui a été en partie contrée par la baisse des frais de traitement par des tiers découlant de la réduction de la production, l'utilisation de notre infrastructure pour réduire les frais payés, la diminution des activités de réparation et de maintenance, ainsi que la baisse des impôts fonciers, des coûts de location et des coûts de la main-d'œuvre.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	2019	2018 ¹⁾	Du 17 mai au 31 décembre 2017 ¹⁾
Prix de vente	17,95	19,31	19,52
Redevances	0,81	1,64	1,54
Transport et fluidification	2,31	1,97	2,08
Charges d'exploitation	8,79	8,58	8,56
Taxes à la production et impôts miniers	0,02	0,03	0,02
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	6,02	7,09	7,32
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,01)	(0,59)	-
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	6,01	6,50	7,32

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

Gestion des risques

Les opérations réalisées au titre de la gestion des risques en 2019 ont eu une incidence minime (pertes réalisées de 26 M\$ en 2018).

Amortissement et épuisement et coûts de prospection

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 attribue 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 9,15 \$ par bep pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (10,55 \$ par bep en 2018).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant à Deep Basin s'est chiffré à 319 M\$ (412 M\$ en 2018). Cette diminution s'explique par la réduction des volumes de vente et la diminution du taux d'épuisement.

Des coûts de prospection de 64 M\$ ont été comptabilisés pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 comparativement à des coûts de 2,1 G\$ en 2018 en raison de la radiation de coûts de prospection et d'évaluation déjà incorporés par suite de l'examen par la direction du plan de mise en valeur du secteur Deep Basin.

Dépenses d'investissement

En 2019, nous avons investi 53 M\$ contre 211 M\$ en 2018. Les dépenses de 2019 ont été consacrées surtout à la mise en valeur méthodique de nos actifs du Deep Basin, notamment en menant des activités d'exploitation fiables et sûres, ainsi qu'au conditionnement et au raccordement des puits provenant du programme de mise en valeur de l'exercice précédent.

(en millions de dollars)	2019	2018	Période du 17 mai au 31 décembre 2017
Forage et conditionnement	4	111	152
Installations	20	56	32
Autres	29	44	41
Dépenses d'investissement¹⁾	53	211	225

1) Comprennent les dépenses liées aux immobilisations corporelles et aux actifs de prospection et d'évaluation.

Activités de forage

En 2019, nous avons procédé au conditionnement de deux puits nets et au raccordement de trois puits nets. En 2018, nous avons procédé au forage de 15 puits horizontaux nets, au conditionnement de 21 puits nets et au raccordement de 25 puits nets.

Dépenses d'investissement futures

En 2020, les dépenses d'investissement du Deep Basin devraient être de l'ordre de 80 M\$ à 95 M\$.

Nous poursuivons une approche méthodique à l'égard de la mise en valeur des actifs du Deep Basin. Nous avons pris en compte des facteurs tels que les puits forés, 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. Nos prévisions pour 2020 datées du 9 décembre 2019 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

En 2019, nous avons :

- inscrit une production de pétrole brut de 443 000 barils par jour en moyenne, ce qui cadre avec la production de 2018, et atteint une production de pétrole brut mensuelle record en juillet à Wood River;
- augmenté les volumes de chargement ferroviaire au terminal de pétrole brut Bruderheim, les volumes s'étant chiffrés en moyenne à 65 293 barils par jour, comparativement à 37 988 barils par jour en 2018. À la fin de l'exercice, les volumes chargés s'établissaient en moyenne à 101 014 barils par jour;
- dégagé une marge d'exploitation de 737 M\$, soit une baisse de 259 M\$ par rapport à 2018. Les marges de craquage ont peu varié par rapport à l'exercice précédent, mais les marges de craquage réalisées ont diminué à cause du rétrécissement des écarts de prix sur le pétrole brut corrosif lourd et moyen, qui a entraîné une réduction de l'avantage sur le pétrole brut.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	2019	2018 ¹⁾	2017 ¹⁾
Produits des activités ordinaires	10 513	11 183	9 852
Produits achetés	8 844	9 261	8 476
Marge brute	1 669	1 922	1 376
Charges			
Activités d'exploitation	948	927	772
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(16)	(1)	6
Marge d'exploitation	737	996	598
Amortissement et épuisement	280	222	215
Résultat sectoriel	457	774	383

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

Exploitation des raffineries¹⁾

	2019	2018	2017
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)²⁾	482	460	460
Production de pétrole brut (kb/j)	443	446	442
Pétrole brut lourd	177	191	202
Pétrole léger ou moyen	266	255	240
Produits raffinés (kb/j)	466	470	470
Essence	223	233	238
Distillats	167	156	149
Autres	76	81	83
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	92	97	96

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

2) À compter du 1^{er} janvier 2020, la capacité nominale de nos raffineries est de 495 000 barils bruts par jour.

Sur une base de 100 %, les raffineries disposaient d'une capacité totale de raffinage de 482 000 barils bruts par jour de pétrole brut en 2019, 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. Le 1^{er} janvier 2020, en raison des nouveaux taux de raffinage maximum atteints en 2019, la capacité de Wood River a été refixée; nous en avons fait passer la capacité nominale totale de raffinage de pétrole brut à 495 000 barils bruts par jour, ce qui tient compte de la capacité de raffiner jusqu'à 275 000 barils bruts par jour de pétrole brut lourd fluidifié. La capacité à traiter divers types de pétrole brut permet à nos 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 et 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 sa 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 de pétrole brut et de produits raffinés de 2019 est restée à peu près égale à celle de 2018. Le rendement opérationnel de 2019 a été touché par des activités de maintenance non prévues et des pannes, notamment à cause d'un incendie dans une unité de distillation à Wood River au premier trimestre, et les travaux de révision prévus aux raffineries au quatrième trimestre. En 2018, des révisions de grande envergure prévues avaient été effectuées aux deux raffineries.

Terminal de transport ferroviaire de pétrole brut

Nous continuons d'accroître le total des volumes de chargement ferroviaire à notre terminal de Bruderheim. En 2019, nous avons chargé en moyenne 65 293 barils par jour (45 324 barils par jour de nos volumes) de notre terminal de Bruderheim comparativement à une moyenne de 37 988 barils par jour (28 531 barils par jour de nos volumes) en 2018.

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 2019, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a diminué de 253 M\$. Les marges de craquage ont peu varié par rapport à l'exercice précédent, mais les marges de craquage qu'a obtenues la société ont baissé à cause du rétrécissement des écarts de prix sur le pétrole brut corrosif lourd et moyen, qui a entraîné une réduction de l'avantage sur le pétrole brut, facteur en partie annulé par l'accroissement des marges sur les produits à prix fixe associé à la baisse du prix de référence du WTI et une réduction du coût associé aux NIR. Notre marge brute a bénéficié d'une incidence positive d'environ 37 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, causée par l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le coût des NIR s'est établi à 99 M\$ (131 M\$ en 2018). 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 2019 ont été la maintenance, la main-d'œuvre et les services publics. Les charges d'exploitation liées au raffinage ont augmenté à cause de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les charges d'exploitation liées à la commercialisation ont augmenté de 14 M\$ en raison de la hausse des coûts du transport ferroviaire et de la main-d'œuvre.

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 trois à 60 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. Les actifs au titre de droits d'utilisation sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité des actifs ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation s'est chiffrée à 280 M\$, contre 222 M\$ en 2018. L'augmentation s'explique essentiellement par l'amortissement de nos actifs au titre de droits d'utilisation, commencé le 1^{er} janvier 2019 par suite de l'adoption d'IFRS 16.

Dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	2019	2018 ¹⁾	2017 ¹⁾
Raffinerie de Wood River	128	119	114
Raffinerie de Borger	100	85	54
Commercialisation	52	4	12
Dépenses d'investissement	280	208	180

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique » pour en savoir plus sur le sujet.

Les dépenses d'investissement de 2019 ont été axées surtout sur des projets de maintenance des immobilisations et d'amélioration des rendements, ainsi qu'à des initiatives de transport ferroviaire et à des infrastructures stratégiques.

En 2020, nous prévoyons d'investir de 285 M\$ à 330 M\$ et nous continuerons de mettre l'accent sur la maintenance des immobilisations, les travaux visant la fiabilité et les projets d'amélioration du rendement. Nos prévisions de 2020 datées du 9 décembre 2019 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

En 2019, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu à des pertes latentes liées à la gestion des risques de 149 M\$ (profits de 1 249 M\$ en 2018).

Charges

(en millions de dollars)	2019	2018 ¹⁾	2017 ¹⁾
Frais généraux et frais d'administration	336	391	300
Provisions au titre de contrats déficitaires	(5)	629	8
Charges financières	511	627	645
Produits d'intérêts	(12)	(19)	(62)
(Profit) perte de change, montant net	(404)	854	(812)
(Profit) à la réévaluation	-	-	(2 555)
Coûts de transaction	-	-	56
Réévaluation du paiement éventuel	164	50	(138)
Frais de recherche	20	25	36
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(2)	795	1
Autre (profit) perte, montant net	(11)	(12)	(5)
	597	3 340	(2 526)

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

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, les primes d'intéressement à long terme et les charges d'exploitation associées à notre portefeuille immobilier. En 2019, les frais généraux et frais d'administration ont diminué de 55 M\$ grâce à des frais de location de 42 M\$, soit une baisse par rapport aux frais de 134 M\$ de 2018 qui s'explique essentiellement par l'adoption d'IFRS 16, à la réduction de l'effectif et aux indemnités de départ minimales versées en 2019 par rapport à 60 M\$ en 2018, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des primes d'intéressement à long terme (98 M\$ en 2019; 9 M\$ en 2018).

Provisions au titre de contrats déficitaires

En 2019, par suite de l'adoption d'IFRS 16, la provision au titre de contrats déficitaires comprend les composantes non locatives des contrats immobiliers, soit les charges d'exploitation et les places de stationnement non réservées. En 2018, la provision au titre de contrats déficitaires comprenait les composantes locatives du loyer de base et les places de stationnement réservées, ainsi que les composantes non locatives. Pour obtenir de plus amples renseignements sur l'adoption d'IFRS 16, se reporter à la note 4 annexe aux états financiers consolidés.

En 2019, nous avons comptabilisé un recouvrement hors trésorerie de 5 M\$ au titre de contrats déficitaires à la suite de la mise à jour des hypothèses sous-jacentes liées à certains locaux à bureaux de Calgary (charge de 629 M\$ en 2018).

Charges financières

Les charges financières ont diminué de 116 M\$ en 2019 par rapport à 2018 en raison de l'importante réduction de la dette totale et d'un escompte de 63 M\$ au rachat de billets non garantis en 2019. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une hausse de 82 M\$ des intérêts liés aux obligations locatives découlant de l'adoption d'IFRS 16.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette s'est établi à 5,1 % (5,1 % en 2018).

Change

(en millions de dollars)	2019	2018	2017
(Profit) perte de change latent	(827)	649	(857)
(Profit) perte de change réalisé	423	205	45
	(404)	854	(812)

En 2019, des profits de change latents de 827 M\$ ont été comptabilisés principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Au 31 décembre 2019, le dollar canadien par rapport au dollar américain s'était apprécié par rapport au taux au 31 décembre 2018. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, des pertes de change réalisées de 423 M\$ ont été comptabilisées essentiellement par suite de la comptabilisation de pertes de change au rachat de titres d'emprunt.

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 est de 6 M\$ pour chaque dollar en excédent du prix du WCS de 52 \$ le baril. Le paiement éventuel n'est pas plafonné. 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 143 M\$ au 31 décembre 2019 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 sont imputées au résultat net. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, une perte au titre de la réévaluation hors trésorerie de 164 M\$ a été comptabilisée.

Au 31 décembre 2019, le prix à terme moyen du WCS pour la durée restante du paiement éventuel est de 46,57 \$ le baril. Les prix à terme trimestriels estimatifs du WCS pour la durée résiduelle de l'entente sont de l'ordre d'environ 41,20 \$ le baril à 54,60 \$ le baril.

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, le mobilier de bureau et les actifs au titre de droits d'utilisation. Les actifs non sectoriels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs en question, qui va de trois à 25 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. Les actifs au titre de droits d'utilisation (actifs immobiliers) sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité des actifs ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux. La dotation s'est chiffrée à 107 M\$ en 2019 (58 M\$ en 2018). L'augmentation de la dotation par rapport à 2018 est due à la charge d'amortissement additionnelle sur les actifs au titre de droits d'utilisation.

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2019	2018	2017
Charge d'impôt exigible			
Canada	14	(128)	(217)
États-Unis	3	2	(38)
Charge (produit) d'impôt exigible	17	(126)	(255)
Charge (produit) d'impôt différé	(814)	(884)	203
Total de la charge (du produit) d'impôt des activités poursuivies	(797)	(1 010)	(52)

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)	2019	2018	2017
Résultat avant impôt sur le résultat relativement aux activités poursuivies	1 397	(3 926)	2 216
Taux prévu par la loi au Canada (%)	26,5	27,0	27,0
Charge (produit) d'impôt sur le résultat attendu relativement aux activités poursuivies	370	(1 060)	598
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :			
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	(52)	(57)	(17)
(Gains) pertes en capital non imposables	(38)	89	(148)
(Gains) pertes en capital non comptabilisés	(39)	87	(118)
Ajustements découlant de déclarations antérieures	4	3	(41)
Comptabilisation de pertes en capital non comptabilisées antérieurement	-	-	(68)
Comptabilisation de la base fiscale aux États-Unis	(387)	(78)	-
Modification du taux prévu par la loi	(671)	-	(275)
Charges non déductibles	-	3	(5)
Autres	16	3	22
Total de la charge (du produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies	(797)	(1 010)	(52)
Taux d'imposition effectif (%)	(57,1)	25,7	(2,3)

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.

Une charge d'impôt exigible a été comptabilisée pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 alors qu'un produit d'impôt l'avait été en 2018 et en 2017 en raison d'un report rétrospectif de pertes qui avait permis de récupérer une partie de l'impôt payé pour des exercices antérieurs. Le produit d'impôt maximal a été atteint en 2018.

En 2019, le gouvernement de l'Alberta a adopté une réduction du taux d'imposition provincial des sociétés, qui passera de 12 % à 8 % sur quatre ans. Par conséquent, nous avons comptabilisé un produit d'impôt différé de 671 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. De plus, nous avons comptabilisé un produit d'impôt différé de 387 M\$ par suite d'une restructuration interne de nos activités aux États-Unis, ce qui a donné lieu à une augmentation de la base fiscale de nos actifs de raffinage.

En 2018, nous avons comptabilisé un produit d'impôt différé visant les pertes de la période en cours, notamment la réduction de valeur visant les actifs de prospection et d'évaluation du Deep Basin, ainsi qu'un montant de 78 M\$ découlant d'un ajustement de la base fiscale des actifs de raffinage de la société. L'accroissement de la base fiscale découle du fait qu'un partenaire de la société a comptabilisé un profit imposable sur sa participation dans WRB qui, en raison d'un choix fait auprès des autorités fiscales américaines, a été ajouté à la base fiscale des actifs de WRB. Une charge d'impôt différé avait été inscrite en 2017 en raison du profit au titre de la réévaluation à l'égard de la participation préexistante dans le cadre de l'acquisition, déduction faite de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis, qui avait été ramené de 35 % à 21 %, ce qui avait réduit notre passif d'impôt différé, ainsi que de l'incidence des réductions de valeur des actifs de prospection et d'évaluation.

Notre taux d'imposition effectif est fonction de la relation entre le total de la charge (du produit) 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.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement de 137 M\$ engagées pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 étaient axées surtout sur la construction des locaux à bureaux à Brookfield Place Calgary et les technologies de l'information.

En 2020, nous prévoyons d'investir de 90 M\$ à 100 M\$, notamment dans la technologie et le matériel pour poursuivre la modernisation de notre milieu de travail, améliorer notre structure de coûts et mieux gérer les risques. Nos prévisions datées du 9 décembre 2019 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

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 en trésorerie de 512 M\$ avant les ajustements de clôture. Le résultat provenant des activités abandonnées, après impôt, s'était établi à 27 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Un profit sur les activités abandonnées, après impôt, de 220 M\$ avait été comptabilisé à la vente.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Les résultats des quatre derniers trimestres ont été marqués surtout par la réduction de production obligatoire, et ceux des huit derniers trimestres ont été touchés par la volatilité des prix des marchandises. Les prix de référence pour le pétrole léger sont restés bas pratiquement tout au long de 2019, ce qui cadre avec la chute marquée du prix du WTI au quatrième trimestre de 2018 en raison de l'incertitude persistante à l'égard d'une surabondance de l'offre, d'une diminution de la demande et des tensions commerciales, alors que les prix s'étaient redressés au cours des trois premiers trimestres de 2018. La réduction de production obligatoire a considérablement rétréci les écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd en Alberta et réduit l'écart entre les prix du brut sur la côte américaine du golfe du Mexique et ceux de l'Alberta en 2019 par rapport à 2018. Par conséquent, la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies, qui s'est située à 864 M\$ au quatrième trimestre de 2019, a été substantiellement supérieure à celle du quatrième trimestre de 2018, qui s'était chiffrée à 135 M\$. Le bénéfice net provenant des activités poursuivies s'est chiffré à 113 M\$, comparativement à une perte de 1 350 M\$ en 2018.

Sommaire des résultats d'exploitation et des résultats financiers consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2019				2018 ¹⁾			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Volumes de production								
Liquides (b/j)	400 329	380 699	371 390	370 983	354 592	408 950	423 340	395 474
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	403	407	432	458	469	520	572	558
Total de la production (bep/j)	467 448	448 496	443 318	447 270	432 714	495 608	518 609	488 561
Total de la production tirée des activités poursuivies (bep/j)	467 448	448 496	443 318	447 270	432 713	495 592	518 530	487 464
Activités de raffinage								
Production de pétrole brut (kb/j)	456	465	474	375	477	492	464	349
Produits raffinés (kb/j)	477	485	501	402	502	518	490	369
Produits des activités ordinaires	4 838	4 736	5 603	5 004	4 545	5 857	5 832	4 610
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies²⁾	864	1 080	1 277	1 239	135	1 191	911	157
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation								
Des activités poursuivies	740	834	1 275	436	488	1 258	506	(134)
Total	740	834	1 275	436	485	1 259	533	(123)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés³⁾	678	916	1 082	1 048	(36)	977	774	(41)
Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies³⁾	(164)	284	267	69	(1 670)	(41)	(292)	(752)
par action (\$) ⁴⁾	(0,13)	0,23	0,22	0,06	(1,36)	(0,03)	(0,24)	(0,61)
Résultat net								
Des activités poursuivies	113	187	1 784	110	(1 350)	(242)	(410)	(914)
par action (\$) ⁴⁾	0,09	0,15	1,45	0,09	(1,10)	(0,20)	(0,33)	(0,74)
Total du résultat net	113	187	1 784	110	(1 356)	(241)	(418)	(654)
par action (\$) ⁴⁾	0,09	0,15	1,45	0,09	(1,10)	(0,20)	(0,34)	(0,53)
Dépenses d'investissement⁵⁾	317	294	248	317	276	271	292	524
Dividendes	77	60	62	61	62	61	62	60
par action (\$) ⁴⁾	0,0625	0,0500	0,0500	0,0500	0,0500	0,0500	0,0500	0,0500

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

2) Total partiel présenté aux notes 1 et 11 des états financiers consolidés, aux notes 1 et 7 des états financiers consolidés intermédiaires et défini dans le présent rapport de gestion.

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

4) Résultat de base et dilué par action.

5) 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 2019 et du quatrième trimestre de 2018

Volumes de production

Le total de la production provenant des activités poursuivies a augmenté de 8 % au quatrième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de 2018. Au quatrième trimestre de 2018, nous avons décidé de réduire les taux de production des sables bitumineux en réaction aux contraintes limitant la capacité de transport et aux larges écarts de prix sur le pétrole lourd. Au quatrième trimestre de 2018, l'écart entre le WTI et le WCS s'établissait en moyenne à 39,42 \$ US le baril et a atteint le niveau record de 52,00 \$ US le baril.

Au quatrième trimestre de 2019, nous avons vendu environ à l'extérieur de l'Alberta 181 366 barils par jour, soit environ 35 % de notre production tirée des sables bitumineux, par rapport à 99 041 barils par jour, soit environ 20 % au quatrième trimestre de 2018.

La production tirée du Deep Basin au quatrième trimestre de 2019 a diminué de 12 % pour s'établir à 93 317 bep par jour à cause surtout des baisses naturelles découlant de la réduction des investissements de maintien.

Raffinage et commercialisation

La production de pétrole brut de 456 000 barils bruts par jour et la production de produits raffinés de 477 000 barils bruts par jour ont été inférieures à celles de la même période de 2018 en raison des travaux de révision prévus et de la limitation de l'approvisionnement de pétrole brut à Wood River causée par une fuite du pipeline Keystone, facteurs qui ont été en partie compensés par l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation. Au quatrième trimestre de 2018, les deux raffineries fonctionnaient à des taux supérieurs à leur capacité nominale, qui était de 460 000 barils bruts par jour.

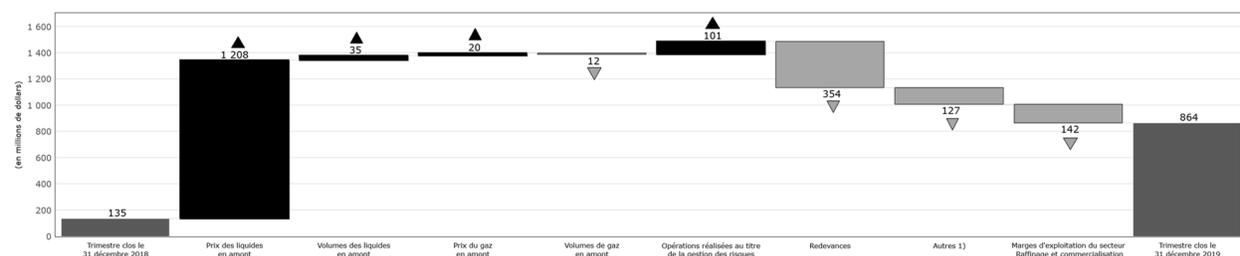
Au quatrième trimestre de 2019, nous avons accru le total des volumes de chargement ferroviaire à notre terminal de Bruderheim en chargeant en moyenne 89 630 barils par jour (71 708 barils par jour de nos volumes) contre une moyenne de 70 323 barils par jour (51 475 barils par jour de nos volumes) en 2018.

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont augmenté de 293 M\$ au quatrième trimestre de 2019 en raison principalement d'un prix de vente réalisé des liquides plus élevé, celui-ci s'étant établi à 47,12 \$ le baril par rapport à 13,26 \$ le baril en 2018, et de l'accroissement des volumes de vente.

Cette augmentation a été en partie contrée par la hausse des redevances, par la diminution des produits tirés du raffinage causée par la baisse des prix des produits raffinés, qui cadre avec le recul des prix de référence moyens des produits raffinés, par la réduction des volumes et par la diminution des produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation.

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.

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a augmenté au quatrième trimestre de 2019 par rapport à la période correspondante de 2018 grâce à une hausse du prix de vente moyen des liquides par suite du rétrécissement des écarts de prix, à un accroissement des volumes de vente et à des profits réalisés liés à la gestion des risques en amont de 15 M\$ (pertes de 86 M\$ en 2018).

La hausse de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a été en partie annulée par les éléments suivants :

- l'accroissement des redevances causé essentiellement par l'augmentation du prix de vente réalisé du pétrole brut, en partie annulée par la baisse des prix de référence moyens annuels du WTI;
- l'augmentation des frais de transport et de fluidification découlant d'une hausse des coûts du transport ferroviaire et des tarifs pipeliniers liée aux volumes plus grands expédiés aux États-Unis;
- la réduction de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation causée par l'avantage moins marqué sur le pétrole brut, la diminution de la production de pétrole brut, la baisse des marges de craquage et l'accroissement des charges d'exploitation.

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 les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont augmenté au quatrième trimestre de 2019, comparativement au trimestre correspondant de 2018, principalement en raison de la hausse de la marge d'exploitation mentionnée ci-dessus et de la réduction des frais de location par suite de l'adoption d'IFRS 16. L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a été contrée par une diminution du produit d'impôt, des profits réalisés liés à la gestion des risques de 23 M\$ au titre des swaps de taux d'intérêt, comptabilisés en 2018, et la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au quatrième trimestre de 2019 était essentiellement due à l'accroissement des créditeurs et à une diminution de l'impôt sur le résultat à recouvrer, facteurs qui ont été atténués par l'augmentation des débiteurs et des stocks. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au trimestre correspondant de 2018 s'expliquait essentiellement par la baisse des comptes débiteurs et des stocks, compensée en partie par la diminution des créditeurs et de l'impôt sur le résultat à payer.

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies s'est amélioré pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport au trimestre correspondant de 2018 en raison surtout de coûts de prospection de 72 M\$, contre des coûts de 2 115 M\$ au quatrième trimestre de 2018, ainsi que de l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés, mentionnée plus haut. Cette amélioration a été contrebalancée en partie par une perte de 27 M\$ au titre de la réévaluation du paiement éventuel, contre un profit de 361 M\$ en 2018, et par la hausse des primes d'intéressement à long terme.

Résultat net

Le résultat net des activités poursuivies s'est chiffré à 113 M\$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 et a augmenté par rapport à la perte nette de 1 350 M\$ du trimestre correspondant de 2018. Cette variation est principalement attribuable à l'amélioration du résultat d'exploitation mentionnée ci-dessus et à des profits de change autres que d'exploitation de 258 M\$ en regard de pertes de 296 M\$ en 2018. Cette hausse du résultat net provenant des activités poursuivies a été en partie contrebalancée par des profits latents liés à la gestion des risques de 8 M\$ comparativement à des profits latents de 741 M\$ en 2018, ainsi que par un produit d'impôt différé de 24 M\$ contre un produit de 580 M\$.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement consacrées aux activités poursuivies du quatrième trimestre de 2019 se sont chiffrées à 317 M\$, soit 41 M\$ de plus qu'au quatrième trimestre de 2018, sous l'effet surtout de la poursuite de mesures clés et du développement technique ainsi que de la hausse des dépenses destinées à des initiatives de transport ferroviaire et à des infrastructures.

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Nous retenons les services d'ERIA 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.

Réserves

31 décembre 2019 (avant redevances)	Bitume ¹⁾ (Mb)	Pétrole moyen et léger (Mb)	LGN (Mb)	Gaz naturel classique ²⁾ (Gpi ³⁾)	Total (Mbep)
Prouvées	4 826	9	60	1 242	5 103
Probables	1 594	8	37	783	1 768
Prouvées et probables	6 420	17	97	2 025	6 871

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.

Les développements survenus en 2019, comparativement à 2018, sont notamment les suivants :

- les réserves prouvées de bitume ont diminué de cinq millions de barils, car les ajouts provenant de l'amélioration du rendement des sables bitumineux ont été plus qu'annulés par la production de l'exercice;
- les réserves prouvées et probables de bitume ont diminué de neuf millions de barils, car les ajouts provenant de l'amélioration du rendement des sables bitumineux ont été plus qu'annulés par la production de l'exercice;
- les réserves prouvées de pétrole léger et moyen ont diminué de trois millions de barils, car les ajouts mineurs ont été plus qu'annulés par les révisions techniques attribuées à des changements apportés au plan de mise en valeur du secteur Deep Basin et la production de l'exercice;
- les réserves prouvées et probables de pétrole léger et moyen n'ont pas changé, car les ajouts mineurs ont été annulés par les révisions techniques attribuées à des changements apportés au plan de mise en valeur du secteur Deep Basin et la production de l'exercice;
- les réserves prouvées de LGN ont diminué de 12 millions de barils, tandis que le total des réserves prouvées et probables a baissé de 19 millions de barils, car les ajouts mineurs ont été plus qu'annulés par les révisions techniques attribuées à des changements apportés au plan de mise en valeur du secteur Deep Basin et par la production de l'exercice;
- les réserves prouvées de gaz naturel classique ont diminué de 271 milliards de pieds cubes, tandis que le total des réserves prouvées et probables a baissé de 529 milliards de pieds cubes, car les ajouts ont été plus qu'annulés par les réductions imputables aux révisions techniques attribuées à des changements apportés au plan de mise en valeur du secteur Deep Basin et par la production de l'exercice.

Les données relatives aux réserves présentées en date du 31 décembre 2019 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 ERIA »). La moyenne prévisionnelle des ERIA à l'égard des prix et des coûts est datée du 1^{er} janvier 2020. L'information comparative au 31 décembre 2018 se fonde sur la moyenne prévisionnelle des ERIA à l'égard des prix et des coûts établie au 1^{er} janvier 2019.

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 2019. 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)	2019	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Total pour les activités d'exploitation	3 285	2 154	3 059
Total pour les activités d'investissement	(1 432)	(613)	(12 866)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	1 853	1 541	(9 807)
Activités de financement	(2 413)	(1 410)	6 515
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	(35)	40	182
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(595)	171	(3 110)
31 décembre	2019	2018	2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	186	781	610
Dette nette	6 513	8 383	8 903
Facilité engagée et n'ayant fait l'objet d'aucun prélèvement	4 235	4 500	4 500

Au 31 décembre 2019, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont augmenté en raison principalement des facteurs suivants :

- l'accroissement de la marge d'exploitation, comme il est indiqué à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion;
- la diminution des frais généraux et frais d'administration du fait de la réduction des frais de location, par suite essentiellement de l'adoption d'IFRS 16, et des indemnités de départ de 60 M\$ comptabilisées en 2018;
- la baisse des charges financières, analysée à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion.

L'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a été en partie annulée par la comptabilisation d'une charge d'impôt exigible en 2019, alors qu'un produit d'impôt exigible l'avait été en 2018, et par les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, comme il est indiqué à la rubrique « Résultats d'exploitation et résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques et de la partie courante du paiement éventuel, le fonds de roulement de la société s'élevait à 839 M\$ au 31 décembre 2019, par rapport à 450 M\$ au 31 décembre 2018.

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 été supérieures à celles de 2018 en raison principalement du produit de la sortie de CPP et des actifs de Suffield qui avait été comptabilisé en 2018, contrebalancé en partie par la réduction des dépenses d'investissement en 2019.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

En 2019, des liquidités ont été affectées aux activités de financement principalement pour des remboursements sur la dette. Nous avons remboursé 1,8 G\$ US de billets non garantis, pour une contrepartie de 1,7 G\$ US en trésorerie (2,3 G\$). La dette totale au 31 décembre 2019 s'établissait à 6 699 M\$ (9 164 M\$ au 31 décembre 2018).

En 2018, des liquidités avaient été affectées aux activités de financement, d'abord pour des remboursements sur la dette à hauteur de 876 M\$ US (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.

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.

Dividendes

En 2019, la société a versé des dividendes de 0,2125 \$ par action ordinaire, soit 260 M\$ (0,20 \$ par action ordinaire, soit 245 M\$, en 2018). Le conseil d'administration de Cenovus a déclaré un dividende au premier trimestre de 0,0625 \$ par action, payable le 31 mars 2020 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits au 13 mars 2020. 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 2020. 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.

Au quatrième trimestre, Moody's Investors Service (« Moody's ») a modifié la perspective accolée à notre notation Ba1, la faisant passer de stable à positive. En plus de progresser vers le rétablissement d'une notation de crédit de qualité élevée auprès de Moody's, nous restons déterminés à conserver les notes de crédit d'excellente qualité que nous ont accordées S&P Global Ratings, DBRS Limited et Fitch Ratings.

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 décembre 2019 :

(en millions de dollars)

	Échéance	Montant
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	186
Facilité de crédit engagée – tranche A	Novembre 2023	3 035
Facilité de crédit engagée – tranche B	Novembre 2022	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 2019, nous avons modifié la facilité de crédit engagée en vue de proroger l'échéance de la tranche de 1,2 G\$ au 30 novembre 2022 et celle de la tranche de 3,3 G\$ au 30 novembre 2023. Au 31 décembre 2019, une somme de 265 M\$ avait été prélevée sur la facilité de crédit engagée.

Prospectus préalable de base

Cenovus dispose d'un prospectus préalable de base qui expire en octobre 2021. Au 31 décembre 2019, des émissions de 5,0 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. Se reporter à la note 23 annexe aux états financiers consolidés pour en savoir plus sur notre prospectus préalable de base.

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 qu'emploie la société 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 et des placements à court terme; 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 lié à 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.

31 décembre	2019	2018	2017
Ratio dette nette/capitaux permanents ¹⁾ (%)	25	32	31
Ratio dette nette/BAIIA ajusté ²⁾	1,6x	5,9x	2,8x

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.

2) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

La note 23 des états financiers consolidés présente un rapprochement du BAIIA ajusté et expose le calcul du ratio de la dette nette sur le BAIIA ajusté.

Cenovus vise un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0x à long terme. Ce ratio peut parfois être supérieur à celui ciblé en raison de facteurs comme la faiblesse persistante des prix des marchandises. 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 ordinaires pour les annuler, émettre de nouveaux titres d'emprunt ou émettre de nouvelles actions. De plus, Cenovus gère son ratio dette nette/capitaux permanents 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.

Au 31 décembre 2019, le ratio dette nette/BAIIA ajusté de Cenovus s'établissait à 1,6x. Ce ratio a diminué par rapport à 2018 en raison des remboursements importants effectués sur notre dette, comme il en est fait mention plus haut au paragraphe sur les flux de trésorerie liés aux activités de financement.

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 2019, environ 1 229 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 229 millions en 2018).

Se reporter à la note 32 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.

31 janvier 2020	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Actions ordinaires ¹⁾	1 228 870	s. o.
Options sur actions	31 459	27 083
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	16 606	1 339

1) ConocoPhillips détient encore 208 millions d'actions ordinaires émises à titre de contrepartie partielle relativement à l'acquisition.

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Notre 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. Ces critères sont fondés sur un prix du WTI de 45,00 \$ US le baril et un écart de prix entre le WTI et le WCS de 13,00 \$ US le baril, qui sont, selon nous, les prix des marchandises au creux du cycle. Cette méthode nous aide à rester financièrement solides lorsque les flux de trésorerie baissent. La vigueur du bilan demeurera l'une de nos plus grandes priorités, et nous prévoyons de consacrer la majorité de nos fonds provenant de l'exploitation disponibles à la réduction de la dette jusqu'à ce que nous atteignions notre cible pour la dette nette à long terme de 5,0 G\$. Ce niveau de dette nette se rapproche d'un ratio dette nette/BAIIA de 2x au creux du cycle des prix des marchandises. À mesure que nous approcherons de notre dette nette à long terme cible, nous envisagerons également des occasions de rémunérer les actionnaires sous forme de hausses du dividende et de rachats d'actions.

En matière de répartition des capitaux, nous nous sommes fixé des priorités portant sur les capitaux engagés et sur les investissements discrétionnaires. Nos priorités visant les capitaux engagés comprennent la sécurité et la fiabilité de nos activités, les dépenses d'investissement de maintien et d'entretien nécessaires à nos activités commerciales existantes, le financement de notre dividende de base et le financement de la croissance annuelle cible de 5 % à 10 % du dividende.

En ce qui a trait aux investissements discrétionnaires, tandis que nous veillons à la réduction de notre dette nette, nos priorités sont les suivantes :

- premièrement, poursuivre notre désendettement et atteindre notre dette nette cible;
- deuxièmement, soutenir la vente éventuelle des actions ordinaires de Cenovus que détient ConocoPhillips;
- troisièmement, équilibrer d'autres rachats d'actions opportuns et les investissements méthodiques dans la croissance de notre entreprise, tout en augmentant la vigueur de notre bilan.

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)

	2019	2018 ^{1), 2)}	2017 ^{1), 2)}
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	3 724	1 674	2 914
Total des dépenses d'investissement	1 176	1 363	1 661
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ³⁾	2 548	311	1 253
Dividendes en numéraire	260	245	225
	2 288	66	1 028

1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

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

3) 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 2020 seront financés à l'aide des flux de trésorerie générés en interne et des fonds en caisse.

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, 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.

Au 1^{er} janvier 2019, la société a adopté IFRS 16, ce qui a donné lieu à la comptabilisation au bilan d'obligations locatives liées à des contrats de location simple. Ces obligations étaient auparavant présentées dans les engagements. Pour un rapprochement de nos engagements au 31 décembre 2018 et de nos obligations locatives au 1^{er} janvier 2019, il y a lieu de se reporter à la note 4 des états financiers consolidés.

Au 31 décembre 2019, le total des engagements s'élevait à 23 G\$, dont une tranche de 21 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage. Les 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. Nos engagements liés au transport et au stockage comprennent des engagements futurs se rapportant aux contrats de location visant des wagons et des réservoirs de stockage, qui ne sont pas encore commencés, de 31 M\$ et de 11 M\$, respectivement. Les contrats de location visant les wagons devraient commencer en 2020, leur durée étant de 6 à 8 ans; les contrats de location visant les réservoirs de stockage devraient commencer en 2020, leur durée étant de 5 ans.

(en millions de dollars)	Date de paiement prévue						Total
	2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	
Engagements							
Transport et stockage ¹⁾	1 005	959	1 026	1 456	1 381	15 672	21 499
Immobilier ²⁾	35	36	38	39	42	662	852
Autres engagements à long terme	104	44	36	34	28	108	354
Total des engagements³⁾	1 144	1 039	1 100	1 529	1 451	16 442	22 705
Autres obligations							
Dettes à long terme (capital et intérêts)	344	344	994	1 174	291	9 326	12 473
Passifs relatifs au démantèlement	57	44	44	39	41	2 437	2 662
Paiement éventuel	79	50	19				148
Obligations locatives (capital et intérêts) ⁴⁾	277	243	223	196	214	1 544	2 697
Total des engagements et des obligations	1 901	1 720	2 380	2 938	1 997	29 749	40 685

- 1) Certains des engagements liés au transport, au montant de 13 G\$ (14 G\$ au 31 décembre 2018), sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés mais ne sont pas encore en vigueur.
- 2) A trait aux composantes non locatives des obligations locatives qui comprennent les coûts d'exploitation et les places de stationnement non réservées de l'espace de bureau. Ne rend pas compte des paiements engagés pour lesquels une provision a été constituée.
- 3) Les contrats exécutés pour le compte de WRB sont présentés en fonction de la participation de 50 % de Cenovus.
- 4) Obligations locatives visant des locaux à bureaux, des wagons, des actifs de stockage, des appareils de forage et d'autre matériel de raffinage et mobile.

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 2019, des lettres de crédit en cours totalisant 364 M\$ avaient été émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (336 M\$ au 31 décembre 2018).

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 notre production tirée des 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 2019, la juste valeur estimative du paiement conditionnel s'établissait à 143 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 réaliser nos priorités stratégiques, à réagir aux changements de notre environnement d'exploitation, à verser un dividende à nos actionnaires et à respecter nos obligations (y compris celles liées au service de la dette) 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, dont une matrice 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.

Facteurs de risque

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 (« CIIF »). 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 capacité de Cenovus à maintenir le ratio dette (dette nette)/BAIIA ajusté et le ratio dette (dette nette)/capitaux permanents souhaitables, 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 mondiales et régionales de pétrole brut; la conjoncture économique mondiale, notamment les facteurs influant sur le commerce mondial; 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 ou de l'allocation de production spéciale sur les expéditions de brut par train, de même que le respect ou non de ces restrictions ou de cette allocation; la mise en application de la réglementation gouvernementale et environnementale; l'opinion publique à l'égard de l'utilisation de ressources non renouvelables, dont le pétrole brut; la stabilité politique; les contraintes liées à l'accès aux marchés et les interruptions de transport (par pipeline, par bateau ou par train) et l'accès aux marchés; le prix et la disponibilité des sources de carburant de remplacement; le déclenchement d'une guerre; les menaces terroristes; 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; le prix et la disponibilité des sources d'énergie de remplacement; la réglementation gouvernementale et environnementale; l'opinion publique à l'égard de l'utilisation de ressources non renouvelables, dont le pétrole brut; ainsi que la conjoncture économique. Les prix des produits raffinés sont touchés par un certain nombre de facteurs, tels que l'offre et la demande mondiales et régionales 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; la réglementation environnementale actuelle et éventuelle relative à la production et à l'utilisation des produits raffinés; le prix et la disponibilité des sources d'énergie de remplacement; l'opinion publique à l'égard de l'utilisation des produits raffinés; et la disponibilité des sources de carburant de remplacement. De plus, en ce qui concerne le niveau de la demande future (et les prix correspondants) du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés, un intérêt nettement plus marqué a récemment été démontré à l'égard du calendrier et du rythme de la transition vers une économie à plus faibles émissions de carbone. Les gouvernements, les institutions financières, les organisations vouées à la protection de l'environnement et à la gouvernance, les investisseurs institutionnels, les militants sociaux et environnementaux et les particuliers cherchent de plus en plus à mettre en place, entre autres, des changements réglementaires et politiques, de nouveaux comportements en matière d'investissement et une transformation des habitudes et des tendances de consommation d'énergie. Ces changements, pris individuellement ou collectivement, ont pour but d'accélérer la réduction de la consommation mondiale d'énergie fossile, l'adoption de formes d'énergie à plus faibles émissions de carbone et l'abandon général des hydrocarbures comme forme d'énergie. Cet intérêt et les tendances qui en découlent auront probablement une incidence sur la demande et la consommation d'énergie à l'échelle mondiale, notamment sur la composition des types d'énergie qu'utilisent généralement les industries et les

particuliers. À l'heure actuelle, il n'est toutefois pas possible de prédire le déroulement ni les effets précis de cette transition vers une éventuelle économie à plus faibles émissions de carbone, qui seront tributaires d'une multitude de facteurs, notamment la capacité de mettre en valeur des sources d'énergie de remplacement adéquates, les progrès technologiques et l'adaptation aux nouvelles technologies, notamment dans le domaine de l'électrification des transports, la capacité à concevoir, à mettre au point et à commercialiser des technologies pour la production, le stockage et la distribution des énergies de remplacement, les habitudes de consommation, la croissance mondiale et l'activité industrielle, pour dégager des tendances à long terme en matière de demande de sources d'énergie à base d'hydrocarbures. 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 nationaux et 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 généralement 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 capacité de Cenovus à atteindre les objectifs fixés, 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, y compris la poursuite de la mise en valeur de ses terrains de sables bitumineux. Une baisse importante ou prolongée des prix des marchandises pourrait nous empêcher de respecter l'ensemble de nos obligations financières lorsqu'elles deviennent exigibles et 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 fluctuations des prix des marchandises, les écarts de prix qui en découlent et leur incidence sur les marges de raffinage influent sur la situation financière de la société, ses résultats d'exploitation, ses flux de trésorerie, sa croissance, sa capacité de mobiliser des capitaux et le coût des emprunts qu'elle contracte.

Les risques liés aux prix des marchandises dont il est question ci-dessus, ainsi que d'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 ainsi que 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, ou si nos coûts de mise en valeur de ces ressources montent considérablement, la valeur comptable de nos actifs pourrait subir une dépréciation, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur notre résultat net.

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, d'engagements en matière d'accès au marché et généralement de son accès à des facilités de crédit engagées. Les instruments financiers conclus relativement aux activités de raffinage par l'exploitant des raffineries de la société, Phillips 66, visent principalement l'achat de produits. Les notes 35 et 36 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.

Coûts de mise en valeur et charges d'exploitation

Les perspectives financières et le rendement financier de Cenovus sont touchés de façon importante par les coûts de mise en valeur et de maintien et les charges d'exploitation de ses actifs. Les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation 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; la variation des coûts de la conformité à la réglementation; 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 gestion 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 brut et du gaz naturel, des écarts sur le pétrole brut, des prix de l'approvisionnement en diluants ou en condensats et des écarts sur ceux-ci, des marges de raffinage, 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 manque de liquidité sur le marché; 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 conclus relativement aux activités de raffinage par l'exploitant des raffineries de la société, Phillips 66, visent principalement l'achat de produits. Les notes 3, 35 et 36 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 des activités de gestion des risques financiers

(en millions de dollars)	2019			2018		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	23	143	166	1 577	(1 219)	358
Raffinage	(16)	1	(15)	(1)	(5)	(6)
Taux d'intérêt	1	7	8	(23)	(26)	(49)
Change	(1)	(2)	(3)	1	1	2
(Profit) perte lié à la gestion des risques	7	149	156	1 554	(1 249)	305
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(2)	(36)	(38)	(422)	336	(86)
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	5	113	118	1 132	(913)	219

En 2019, 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. Nous avons par ailleurs comptabilisé des pertes latentes sur nos instruments financiers liés au pétrole brut pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 en raison principalement de la réalisation des positions dénouées et des variations des prix du marché.

Sensibilités – Positions de gestion des risques

Le tableau ci-dessous résume les sensibilités de la juste valeur des positions de gestion des risques aux fluctuations des prix des marchandises, 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'incidence des fluctuations des prix des marchandises sur les positions de gestion des risques en cours de la société aurait pu entraîner la comptabilisation de profits ou de pertes latents ayant une incidence sur le résultat avant impôt comme suit :

	Fourchette de sensibilité	Augmentation	Diminution
Prix du pétrole brut	± 5 \$ US/b sur les couvertures basées sur le WTI et les condensats	3	(3)
Prix différentiel du pétrole brut	± 2,50 \$ US/b sur les couvertures différentielles basées sur la production	5	(5)

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les positions de gestion des risques de Cenovus, se reporter aux notes 35 et 36 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.

Les instruments financiers exposent de plus Cenovus au risque de perte découlant de variations défavorables de la valeur de marché des instruments financiers ou de l'incapacité de la société à remplir ses obligations de livraison relatives à la transaction physique sous-jacente. Les instruments financiers peuvent restreindre les profits revenant à Cenovus si les prix des marchandises, les taux d'intérêt ou les taux de change augmentent. Ces risques sont gérés au moyen de limites de couverture approuvées conformément à la politique de gestion des risques associés aux marchés de Cenovus.

Exposition aux contreparties

Dans le cours normal des activités, Cenovus noue des relations contractuelles avec des fournisseurs, des partenaires, des prêteurs et d'autres contreparties en vue de la fourniture et de la vente de produits et de services. Si ces contreparties ne remplissent pas leurs obligations contractuelles en temps voulu, 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, l'opinion des investisseurs ou des prêteurs à l'égard de notre entreprise ou du secteur dans lequel nous exerçons nos activités 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 ou d'y avoir accès selon des modalités acceptables pourrait entraver la capacité de Cenovus de réaliser des dépenses d'investissement futures, de maintenir le ratio dette (dette nette)/BAIIA ajusté et le ratio dette (dette nette)/capitaux permanents souhaitables 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, dont les modalités pourraient être moins favorables.

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 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 la structure de son capital, 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 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 des transactions visant à gérer son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt.

Versement de dividendes et rachat d'actions

Le versement de dividendes, le maintien du régime de réinvestissement des dividendes de Cenovus et tout rachat éventuel par cette dernière de ses actions ordinaires sont à la discrétion du conseil d'administration et 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 futurs, des prix des marchandises et des autres facteurs de risque décrits dans le présent rapport de gestion.

Contrôles et procédures de communication de l'information et CIIF

Compte tenu des limites qui leur sont inhérentes, il se peut que les contrôles et procédures de communication de l'information et les CIIF 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 les risques auxquels nous sommes exposés, 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 le risque d'exploitation en maintenant une couverture d'assurance complète relativement à nos actifs et à nos activités. Toutefois, rien ne garantit le montant qui sera recouvré, le cas échéant, ni le calendrier de versement aux termes de nos polices d'assurance couvrant les pertes associées à certains événements et risques. Nous disposons d'une protection d'assurance pour un certain nombre de risques et de dangers, mais il est possible que certaines pertes ou obligations pouvant découler de nos biens ou de nos activités ne soient pas couvertes ou ne le soient pas en totalité.

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 réseaux ferroviaires, et ses raffineries dépendent de divers pipelines et réseaux ferroviaires 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 pipelines et réseaux ferroviaires 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 le réseau ferroviaire 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 à long terme ou 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 inclément, 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 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.

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 pouvant toucher nos actifs ou nos activités, et rien ne garantit que notre protection d'assurance sera disponible ou suffisante pour couvrir entièrement toutes les demandes de règlement pouvant découler de telles éventualités ou perturbations. Nos activités pourraient également être interrompues en raison de catastrophes naturelles ou d'autres événements indépendants de notre volonté. La survenue d'un événement qui ne serait pas entièrement couvert par nos polices d'assurance pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus.

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; c'est le cas notamment des sources d'énergie renouvelable qui pourraient prendre de l'importance.

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 obtenir des capitaux et à financer ses investissements et ses charges, sa 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 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 unilatéralement par l'exploitant des actifs concernés. Bien que Cenovus et son partenaire 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, l'intégration de ces technologies à des activités nouvelles ou existantes et l'adoption de nouvelles technologies par le marché 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.

Cenovus pourrait également être victime d'une cyberfraude au moyen de laquelle des fraudeurs tenteraient de prendre le contrôle des communications électroniques ou de se faire passer pour un membre du personnel interne ou un partenaire d'affaires dans le but de transférer des paiements ou des actifs financiers vers des comptes gérés par les fraudeurs. Si un fraudeur parvenait à déjouer les mesures de cybersécurité et les contrôles des processus d'affaires de Cenovus, cette dernière pourrait subir des pertes financières, devoir engager des coûts de remise en état et de reprise des activités, et sa réputation pourrait être entachée.

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 et ses salariés talentueux 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. Au cours des dernières années, un nombre croissant de litiges liés aux changements climatiques ont surgi un peu partout dans le monde, entre autres aux États-Unis et au Canada, dont les demandeurs font valoir diverses revendications : les producteurs d'énergie contribueraient aux changements climatiques, ne gèreraient pas convenablement les risques commerciaux liés aux changements climatiques et n'auraient pas communiqué adéquatement l'information sur les risques liés aux changements climatiques. Nombre des poursuites liées aux changements climatiques n'en sont qu'aux premiers stades de la procédure et, dans certains cas, avancent des motifs d'action nouveaux ou encore jamais invoqués, mais rien ne peut garantir que des faits nouveaux sur le plan légal, social, scientifique ou politique ne feront pas augmenter la probabilité qu'une poursuite liée aux changements climatiques intentée contre les producteurs d'énergie, dont Cenovus, soit gagnée par les demandeurs. 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

Certains groupes autochtones ont des droits issus de traités, des titres et des droits ancestraux, établis ou revendiqués, visant des portions de l'Ouest canadien, notamment en Colombie-Britannique et en Alberta. 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. Ces revendications, si elles sont jugées légitimes, pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités de Cenovus ou le rythme de sa croissance. 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 pourrait avoir une incidence défavorable importante 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 pourrait 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 »). Le gouvernement de l'Alberta a également pris en considération les principes et les objectifs de la DNUDPA, auxquels le gouvernement de la Colombie-Britannique a donné force de loi. Le gouvernement fédéral s'est engagé à promulguer une loi visant la mise en œuvre 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 et aux activités 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, ainsi que des conditions d'exploitation. Le gouvernement de la Colombie-Britannique s'affaire à élaborer un plan d'action visant à harmoniser les lois provinciales à la DNUDPA.

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 augmenter les 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 gaz à effet de serre (« 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 la mise en valeur ou l'aménagement 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 de l'environnement, 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. À l'heure actuelle, Cenovus a un passif d'ARA qui l'engage directement. 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 Fund, géré par 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'Alberta Energy Regulator (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.

On s'attend à ce que la décision de la Cour suprême du Canada dans l'affaire Redwater réduise la disponibilité du crédit et en accroisse 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. La British Columbia Oil and Gas Commission dispose d'un programme similaire pour la gestion du passif public. Aux termes de ce programme, il est exigé des titulaires de permis qu'ils assument les risques financiers et la responsabilité réglementaire de leurs activités; et les titulaires présentant un risque élevé de défaillance doivent en outre verser un dépôt de sûreté. 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 cadre sur les redevances de l'Alberta, appelé *Modernized Royalty Framework*, (le « nouveau cadre ») s'applique à tous les puits classiques dont le forage a démarré depuis le 1^{er} janvier 2017. Les puits dont le forage a démarré avant le 1^{er} janvier 2017 continueront d'être exploités aux termes du cadre sur les redevances précédent jusqu'au 31 décembre 2026, date à laquelle tous les puits classiques seront assujettis au nouveau cadre. La *Royalty Guarantee Act* de l'Alberta, qui est entrée en vigueur le 18 juillet 2019, garantit que le régime de redevances qui est en place au moment où un puits est foré le demeure pour au moins 10 ans. Cette loi s'applique aux cadres sur les redevances actuels pour le pétrole brut, les sables bitumineux et le gaz naturel, y compris le pentane, le méthane, l'éthane, le propane et le butane. Elle confirme aussi que la transition au nouveau cadre pour les puits dont le forage a démarré avant le 1^{er} janvier 2017 se fera en 2026. Le nouveau cadre ne vise pas la production des sables bitumineux, assujettie à son propre cadre de redevances.

D'autres changements apportés aux régimes de redevances en Alberta, des changements apportés au régime de redevances existant en Colombie-Britannique ou des changements à la façon dont sont interprétés et appliqués les régimes de redevances actuels par les gouvernements concernés 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.

Accord Canada-États-Unis-Mexique (« ACEUM »)

Le 20 décembre 2019, le Canada, les États-Unis et le Mexique ont signé un protocole d'amendement afin de modifier l'ACEUM visant à remplacer l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALÉNA »). Le Mexique et les États-Unis ont déjà ratifié l'ACEUM révisé; au Canada, le processus de ratification est en cours. Même si le résultat du processus de ratification demeure incertain, l'ACEUM devrait vraisemblablement entrer en vigueur autour du 1^{er} juillet 2020. Selon le résumé technique des résultats de la négociation liée au secteur de l'énergie, publié par le Gouvernement du Canada, l'ACEUM comprend une modification à la règle d'origine pour permettre la présence d'un maximum de 40 % de diluants non originaires dans les pipelines pour le transport du pétrole brut, sans que cela ait d'incidence sur le statut initial du pétrole, ce qui permettra aux produits canadiens expédiés aux États-Unis d'être plus facilement admissibles au traitement en franchise de droits. La lettre sur l'énergie négociée entre le Canada et les États-Unis en

marge de l'ACEUM prévoit aussi des mesures de transparence en matière de réglementation et un traitement non discriminatoire en ce qui concerne l'accès aux installations de transmission électrique et aux réseaux de pipelines, ce qui pourrait constituer un avantage pour le secteur canadien du pétrole lourd.

Toutefois, l'ACEUM prévoit également une diminution du recours au mécanisme de règlement des différends investisseur-État relativement aux investissements des investisseurs canadiens aux États-Unis et aux investissements des investisseurs américains au Canada. Pendant trois ans après l'extinction de l'ALÉNA, les investissements antérieurs seront couverts par les dispositions relatives au mécanisme de règlement des différends prévues au chapitre 11 de l'ALÉNA. Par la suite, en vertu de l'ACEUM, ce mécanisme de règlement des différends ne sera plus disponible pour les investissements des investisseurs canadiens aux États-Unis ou ceux des investisseurs américains au Canada. Si l'ACEUM n'était pas ratifié, cela pourrait modifier les termes de l'échange de produits énergétiques et se répercuter sur la vente et le transport des produits de Cenovus en Amérique du Nord, ainsi qu'avoir une incidence négative sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Cenovus.

Risque lié à l'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 mise en valeur et les modifications de certains projets existants, peuvent exiger que des demandes de permis ou des études d'impact sur l'environnement soient présentées et approuvées. La réglementation en matière d'environnement impose 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, déplacer la demande d'hydrocarbures vers des sources dont les émissions de carbone sont relativement moins élevées, faire augmenter les coûts liés à la conformité, rallonger les délais de mise en œuvre des projets et avoir une incidence défavorable sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société.

Émissions de gaz à effet de serre et cibles

Notre capacité à réduire les émissions de GES des champs d'application 1 et 2 (voir la rubrique « Définitions » du présent rapport de gestion), tant en valeur absolue que par rapport à l'intensité de nos activités ainsi que dans le but de respecter notre cible de réduction de 30 % de l'intensité des émissions de GES et de les garder constantes d'ici 2030, et notre volonté à long terme d'éliminer complètement nos émissions d'ici 2050 (ce qui est fondamentalement moins certain à cause de l'échéance lointaine et de certains facteurs qui échappent à notre volonté, comme l'application commerciale des technologies futures) sont assujetties à de nombreux risques et à de nombreuses incertitudes; les mesures que nous prendrons pour atteindre ces objectifs peuvent également exposer la société à des risques financiers et opérationnels additionnels ou plus graves.

La réduction des émissions de GES dépend de la viabilité commerciale et de l'adaptabilité des stratégies de réduction des émissions ainsi que de la technologie et des produits connexes. Si Cenovus n'était pas en mesure de mettre ces stratégies et technologies en œuvre comme prévu sans qu'elles aient de répercussions négatives sur ses activités prévues et sa structure de coûts, ou si ces stratégies et technologies ne produisaient pas les résultats attendus, la société pourrait ne pas pouvoir respecter sa cible d'émission de GES de 2030 ou son objectif de 2050 ou ne pas pouvoir les atteindre selon l'échéancier actuel.

De plus, l'atteinte de nos objectifs de 2030 et de 2050 exigera des dépenses d'investissement et des ressources de la société; il est possible que les prévisions relatives aux coûts requis pour atteindre ces objectifs diffèrent des estimations initiales.

Autres domaines d'intérêt et cibles en matière d'ESG

Les autres cibles ambitieuses de Cenovus en matière d'ESG, qui ne sont pas liées directement aux émissions de GES, sont les suivantes : consacrer des dépenses de 1,5 G\$ à des entreprises détenues ou exploitées par des Autochtones, remettre en état 1 500 emplacements de puits abandonnés, investir 40 M\$ pour restaurer une part de l'habitat des caribous dont la superficie serait supérieure au territoire perturbé par nos activités dans cet habitat et atteindre une consommation d'eau douce de 0,1 baril par baril d'équivalent de pétrole. L'atteinte de ces cibles, que nous voulons réaliser d'ici la fin de 2030, dépend fortement de notre capacité à concrétiser notre stratégie d'affaires actuelle, ainsi que les étapes importantes et les échéanciers qui s'y rapportent, qui peuvent être exposés à nombre de risques et d'incertitudes associés à notre entreprise et au secteur dans lequel nous exerçons nos activités, comme en fait mention le présent rapport de gestion. Il y a aussi un risque qu'une partie ou la totalité des avantages et des occasions attendus de l'atteinte des diverses cibles en matière d'ESG ne se réalisent pas, coûtent plus cher à réaliser ou ne se concrétisent pas dans les délais prévus. Il est aussi possible que les mesures prises par Cenovus pour mettre ces cibles et objectifs en œuvre aient des répercussions négatives sur notre entreprise et nos activités et augmentent nos dépenses d'investissement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos résultats d'exploitation et financiers futurs. Il y a un risque qu'une partie ou la totalité des avantages et des occasions attendus de l'atteinte des diverses cibles en matière d'ESG ne se réalisent pas.

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.

Le système en matière d'innovation technologique et de réduction des émissions appelé *Technology Innovation and Emissions Reduction* (le « TIER ») (entré en vigueur le 1^{er} janvier 2020) remplace le règlement sur la compétitivité en matière de carbone intitulé *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* (le « CCIR »). Le système TIER est considéré comme l'équivalent du système de tarification fondée sur la production du gouvernement fédéral pour 2020, mais faute d'un prix pour le carbone égal pour l'ensemble de l'économie, le taux de redevance sur les combustibles du gouvernement fédéral s'appliquera aux installations de l'Alberta qui n'entrent pas dans la portée du système TIER. Le système TIER s'appliquera automatiquement aux sources industrielles émettant plus de 100 000 tonnes de GES par année. Les installations qui ne satisfont pas au seuil de 100 000 tonnes de GES par année peuvent choisir d'adhérer au système TIER – ce qui leur évite la redevance sur les combustibles du gouvernement fédéral – si elles sont en concurrence avec des installations assujetties au système TIER ou si elles émettent plus de 10 000 tonnes de GES et appartiennent à un secteur dont le volume des émissions est élevé et qui est très exposé au commerce international. Les sociétés du secteur pétrolier et gazier sont assujetties au système TIER.

Les installations assujetties au système TIER doivent respecter un plafond d'intensité des émissions qui est fixé d'après la performance du secteur ou des installations. 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. Les deux installations exploitées selon la technique DGMV de Cenovus, Christina Lake et Foster Creek, sont assujetties au système TIER (et auparavant au CCIR). Cenovus ne s'attend pas à ce que la modification du calcul de l'intensité de ses émissions aux termes du système TIER ait des répercussions financières importantes.

La loi sur la taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique intitulée *Carbon Tax Act* établit un prix du carbone de 40 \$ la tonne de CO₂e pour la combustion de carburant, prix qui devrait augmenter de 5 \$ la tonne de CO₂e par année pour atteindre la cible fédérale de 50 \$ le 1^{er} avril 2021. Le gouvernement fédéral a déclaré que ce programme respecte les dispositions de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*. Le programme *CleanBC Program for Industry* consacre à des mesures favorisant la réduction des émissions un montant égal à la taxe sur le carbone supplémentaire payée par le secteur qui excède 30 \$ la tonne. 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. La Colombie-Britannique a conclu un accord d'équivalence avec le gouvernement du Canada stipulant que les règlements fédéraux sur le méthane ne s'appliquent pas à la province. L'Alberta s'efforce de négocier un accord d'équivalence avec le gouvernement du Canada.

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 et 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, ou d'avoir accès aux ressources ou aux technologies, 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 et notre réputation.

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 proposé en 2017 un cadre de réglementation pour la Norme sur les combustibles propres, en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Le nouveau cadre réglementaire proposé définirait les exigences relatives à l'intensité en carbone pour certains combustibles liquides, gazeux et solides utilisés pour le transport, l'industrie et les bâtiments au cours de leur cycle de vie et établirait les règles relatives à l'échange des crédits de conformité. 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.

Les exigences relatives à l'intensité en carbone stipulées dans la Norme sur les combustibles propres pourraient devenir plus contraignantes avec le temps; elles seraient différentes pour les divers types de carburants renouvelables et refléteraient le potentiel de réduction des émissions correspondant. Les parties assujetties à la réglementation, qui peuvent comprendre les producteurs et les importateurs de combustibles, auraient une certaine souplesse en ce qui concerne la façon de réduire les émissions de carbone produites par les combustibles au Canada.

Environnement et Changement climatique Canada a depuis publié un document de conception réglementaire de la Norme sur les combustibles propres, en décembre 2018, et une approche réglementaire proposée de la Norme sur les combustibles propres, en juin 2019. Ces documents contiennent des renseignements supplémentaires sur la conception réglementaire proposée de la Norme sur les combustibles propres. Le gouvernement du Canada a indiqué que la nouvelle réglementation aux termes de la Norme sur les combustibles propres devrait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2022 (pour les combustibles liquides) et le 1^{er} janvier 2023 (pour les combustibles gazeux et solides). Le gouvernement fédéral du Canada a également déclaré qu'au fil du temps, la nouvelle Norme sur les combustibles propres remplacerait le Règlement sur les carburants renouvelables actuel.

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.

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 et de la loi intitulée *Energy Policy Act of 2005*, entre autres, l'Environmental Protection Agency a mis sur pied le programme relatif à la norme applicable aux combustibles renouvelables qui prescrit qu'un certain volume de carburants renouvelables vienne remplacer ou réduire la quantité de carburant de transport à base de pétrole, de mazout ou de carburacteur vendue ou importée aux États-Unis. Les parties assujetties à ce programme, y compris les entreprises de raffinage ou d'importation d'essence ou de diesel, respectent les cibles fixées par l'Environmental Protection Agency des États-Unis en mélangeant certains types de carburants renouvelables au carburant de transport ou en achetant sur le marché libre des crédits (des « NIR ») auprès d'autres parties assujetties au même programme. Le volume des combustibles renouvelables mélangés aux produits pétroliers finis augmente au fil du temps jusqu'en 2022. 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.

Nos raffineries 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 une 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 radicale par rapport au plafond actuel de 3,5 % en poids. L'objectif de l'OMI est de réduire les émissions d'oxydes de soufre 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* ont 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 cernées dans le projet de plan provincial de protection de l'aire de distribution du caribou des bois : a) rétablir l'habitat du caribou par la remise en état des lieux de l'ancien profil sismique et des infrastructures gazières et pétrolières inutilisées; b) collaborer avec les sociétés pétrolières et gazières pour revoir les échéanciers de mise en valeur; c) élaborer des exigences strictes pour l'approbation de tout nouveau projet gazier et pétrolier, ainsi que des programmes de prospection sismique; d) établir des plans régionaux de gestion des accès pour tous les utilisateurs du territoire situé dans l'aire de distribution du caribou ou qui y est directement adjacent; e) regrouper les activités d'exploitation forestière dans des zones préétablies, décennie par décennie; et f) désigner des zones de conservation dans certaines aires de distribution où il n'y aura pas de répercussion sur les emplacements industriels actuels et où le territoire permet le rétablissement du caribou. Le projet de plan provincial de protection de l'aire de distribution du caribou des bois a été rédigé en 2017, mais n'est pas encore terminé. Parmi les mesures les plus récentes entreprises, citons la négociation d'accords de conservation aux termes du paragraphe 11 de la *Loi sur les espèces en péril* (qui codifie

des mesures concrètes favorisant la conservation de l'espèce et la protection de son habitat essentiel) et la création de groupes de travail ministériels infrarégionaux qui formulent des recommandations au gouvernement sur des plans pour les régions de Cold Lake, de Bistcho et d'Upper Smokey.

S'il est jugé que les plans et les mesures adoptés par les provinces ne sont pas suffisants pour assurer le rétablissement des caribous, la loi fédérale prévoit la capacité de mettre en œuvre des mesures qui empêcheraient la mise en valeur future ou modifieraient les activités actuelles. Par la suite, 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 auprès de la Cour fédérale du Canada, 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*. La procédure a été suspendue pendant que les parties discutent d'un éventuel règlement de la question.

La portée et l'ampleur des incidences défavorables éventuelles de la législation sur les projets de mise en valeur et les activités d'exploitation ne peuvent être estimées à l'heure actuelle puisqu'il existe une incertitude quant à savoir si les plans et les mesures entreprises par les provinces seront jugés suffisants pour assurer le rétablissement du caribou.

Systeme 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 stationnaires autonomes de la société sont réglementées conformément à des normes de rendement précises. Nous prévoyons que le RMPA aura des répercussions défavorables notamment sur les dépenses d'investissement requises pour la mise à niveau du matériel existant et les charges d'exploitation, qui augmenteront.

Les normes canadiennes de qualité de l'air ambiant (« NCQAA ») pour le dioxyde d'azote, le dioxyde de soufre, les particules fines 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 sur les dépenses d'investissement requises pour la mise à niveau des installations existantes et les charges d'exploitation, qui augmenteront.

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*. Cet examen a débouché, le 28 août 2019, sur l'entrée en vigueur du projet de loi C-69, *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*. Quant au projet de loi C-68, qui modifie la *Loi sur les pêches*, il est entré en vigueur en août 2019.

Les modifications apportées à 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 » ainsi que celle de causer « la mort des poissons par des moyens autres que la pêche ». Les modifications instaurent aussi plusieurs nouvelles exigences qui élargissent la portée de la loi en matière de protection et de rôle et d'intérêts des groupes autochtones. L'interdiction de causer la mort des poissons par des moyens autres que la pêche et de réaliser toute activité entraînant la détérioration, la destruction ou la perturbation de l'habitat du poisson pourrait se traduire par de nouvelles exigences en matière de permis dans les zones où les activités de Cenovus peuvent avoir des répercussions sur l'habitat du poisson.

Les modifications de la *Loi sur la protection de la navigation*, notamment le fait de la rebaptiser *Loi sur les eaux navigables canadiennes*, en 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. L'application plus large de la *Loi sur les eaux navigables canadiennes* pourrait se traduire par de nouvelles exigences en matière de permis dans les zones où les activités de Cenovus peuvent avoir des répercussions sur les eaux navigables. Ces modifications sont entrées en vigueur en août 2019.

La *Loi sur l'évaluation d'impact* remplace la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et établit 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. Cette loi élargit les possibilités en matière d'évaluation au-delà de l'environnement pour inclure la santé, l'économie, l'égalité des sexes ainsi que des considérations liées au développement durable et à l'engagement du Canada en matière de changements climatiques. La *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* substitue l'Office national de l'énergie par la Régie de l'énergie du Canada et modifie le rôle de l'organisme de réglementation.

Il est à noter que la liste révisée de projets figurant dans le *Règlement sur les activités concrètes* établi aux termes de la *Loi sur l'évaluation d'impact* inclut les installations d'extraction *in situ* de sables bitumineux, mais prévoit une exemption pour un projet proposé dans une province où une limite des émissions de GES pour le secteur des sables bitumineux est imposée par la législation en vigueur de cette province. Tant que le gouvernement provincial de l'Alberta maintient un plafond pour les émissions produites par les projets de sables bitumineux et que ce plafond n'est pas atteint, les installations d'extraction *in situ* de sables bitumineux de Cenovus devraient être exemptées de l'application du nouveau système fédéral d'évaluation d'impact. Toutefois, d'autres types de projets pourraient faire l'objet d'une évaluation fédérale.

La portée et l'ampleur des incidences défavorables des changements 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. 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. La loi intitulée *Environmental Assessment Act* est entrée en vigueur en décembre 2019; elle accorde de vastes pouvoirs discrétionnaires au ministre, qui pourra soumettre des projets à un examen. La loi vise également à intégrer les principes de la DNUDPA, notamment en cherchant à obtenir l'accord des communautés autochtones lors des processus d'examen; un comité de mise en œuvre autochtone s'affaire à établir comment ce principe sera mis en application.

Le 26 novembre 2019, la Colombie-Britannique a promulgué le projet de loi 41, qui porte sur la mise en pratique de la DNUDPA, devenant ainsi la première province canadienne à le faire. Les documents d'information du gouvernement sur la loi soulignent que la province conserve le pouvoir de prendre des décisions dans l'intérêt du public et que la loi ne prévoit pas de droit de veto permettant de rejeter une décision concernant un projet lié aux ressources.

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, publié en février 2019, contient 97 recommandations qui seront graduellement mises en œuvre, dont une surveillance accrue, la cartographie des aquifères et des mesures pour améliorer le système réglementaire.

En janvier 2018, le gouvernement de la Colombie-Britannique a proposé des restrictions sur l'accroissement du transport de bitume fluidifié dans le cadre de modifications apportées à la loi intitulée *Environmental Management Act* et à ses règlements visant à améliorer le degré de préparation, l'intervention et la récupération en cas de déversement de pétrole. Les restrictions proposées pourraient avoir une incidence défavorable significative sur notre capacité à transporter du bitume fluidifié en Colombie-Britannique. En mars 2018, le gouvernement de la Colombie-Britannique a présenté un renvoi à la Cour d'appel de la Colombie-Britannique lui demandant de confirmer si la réglementation du transport de matières dangereuses (soit le pétrole lourd ou le bitume) dans la province était bien de son ressort, comme le présupposent les modifications proposées. En mai 2019, la Cour d'appel de la Colombie-Britannique a jugé à l'unanimité que les modifications proposées n'étaient pas du ressort du gouvernement de la Colombie-Britannique. En janvier 2020, la Cour suprême du Canada a confirmé à l'unanimité la décision de la Cour d'appel de la Colombie-Britannique.

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 pour le moment 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, l'eau utilitaire et l'eau d'appoint 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 la loi intitulée *Water Sustainability Act*. La majeure partie de l'utilisation d'eau souterraine et d'eau de surface (autre qu'à des fins domestiques) nécessite un permis. Les redevances d'utilisation de l'eau annuelles sont fixées par les règlements pris

en application de la *Water Sustainability Act*; d'autres règlements continuent d'être proposés et pourraient être 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

Les promoteurs de l'exploitation d'actifs pétroliers et gaziers dans des milieux humides peuvent être tenus d'obtenir une autorisation aux termes de la *Water Act*. En outre, aux termes de la politique sur les milieux humides de l'Alberta, ils peuvent être tenus d'éviter les milieux humides ou d'atténuer les effets de la mise en valeur 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 dans ces régions 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. 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 prendre des mesures de remplacement responsables.

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 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 investisseurs et d'autres 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 influe sur l'opinion du public ou de nos principales parties prenantes peut se répercuter sur notre réputation, ce qui pourrait influencer défavorablement le cours de nos actions, nos plans de mise en valeur 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 concernant l'impact sur l'environnement, les changements climatiques, les émissions de GES et la participation des Autochtones. L'influence des groupes de pression contre les combustibles fossiles (en particulier l'exploitation des sables bitumineux) ciblant

les investisseurs dans les titres de capitaux propres ou de créance, les prêteurs et les assureurs peut donner lieu à l'adoption de politiques réduisant le soutien au secteur des sables bitumineux de l'Alberta et les investissements dans ce secteur. Les inquiétudes au sujet des sables bitumineux 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. De plus, l'évolution des politiques en matière de décarbonisation des investisseurs institutionnels, des prêteurs et des assureurs pourrait nuire à la capacité de Cenovus à accéder à des sources de capitaux. Certaines sociétés d'assurance ont pris des mesures ou annoncé des politiques visant à limiter la couverture des sociétés qui dégagent une partie ou la totalité de leurs revenus du secteur des sables bitumineux de l'Alberta. En raison de l'adoption de ces politiques, les primes et les franchises d'une partie ou de la totalité de nos polices d'assurance pourraient augmenter considérablement. Dans certains cas, la société pourrait ne pas être en mesure d'obtenir une protection ou en obtenir une seulement pour un montant réduit. Par conséquent, nous pourrions être dans l'incapacité de prolonger ou de renouveler nos polices actuelles ou d'obtenir la protection d'assurance que nous souhaitons selon des modalités commerciales raisonnables ou ne pas pouvoir nous en procurer une.

Les conséquences négatives qui pourraient découler des modifications du régime réglementaire actuel comprennent notamment la modification de la réglementation 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 incapables 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 indemnisations prévues aux termes de la convention d'acquisition.

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 varie de temps à autre en fonction du prix du WCS en dollars canadiens pendant la période de cinq ans suivant la clôture de l'acquisition (17 mai 2017); ces paiements peuvent être considérables. De plus, dans le cas où d'autres 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, ses résultats financiers 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*, qui a été promulguée le 22 décembre 2017, a apporté d'importants changements au régime fiscal américain. Les directives réglementaires du Trésor des États-Unis sur la façon de mettre certains de ces changements en œuvre n'étaient pas achevées au 31 décembre 2019. Il est possible que la version définitive des directives du Trésor entraîne des conséquences négatives pour Cenovus.

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 »), maintenant Ovitiv Inc., 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 qui répondait à la définition d'entreprise commune en vertu d'IFRS 11, *Partenariats*. Par conséquent, Cenovus comptabilisait sa quote-part des actifs, des passifs, des produits et des charges dans ses résultats consolidés. Par suite de l'acquisition (se reporter à la note 9 annexe aux états financiers consolidés), Cenovus contrôle FCCL, tel qu'il est stipulé dans IFRS 10, *États financiers consolidés* (« IFRS 10 »); par conséquent, FCCL a été consolidée.

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

- L'opération par laquelle FCCL et WRB ont été constituées avait pour objectif la mise sur pied d'une coentreprise intégrée d'exploitation du pétrole lourd en Amérique du Nord. Le recours à deux partenariats pour former une coentreprise intégrée, au départ neutre sur le plan de la fiscalité, se justifiait du fait que les actifs sont situés dans différents territoires de compétence fiscale. Les partenariats sont des entités intermédiaires dotées d'une durée de vie limitée.

- Les partenariats exigent des partenaires (Cenovus d'une part et ConocoPhillips ou Phillips 66 d'autre part, ou leurs filiales respectives) qu'ils fassent des apports si les fonds sont insuffisants pour que les partenariats s'acquittent de leurs obligations ou règlent leurs passifs. L'expansion passée et future de FCCL et de WRB est tributaire du financement consenti par les partenaires au moyen d'effets à payer et de prêts octroyés aux partenariats.
- 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, directement ou par l'intermédiaire de filiales entièrement détenues, assurent la commercialisation, achètent les charges d'alimentation nécessaires et s'occupent du transport et du stockage pour le compte des partenaires, car les accords interdisent aux partenariats d'effectuer eux-mêmes ces tâches. En outre, les partenariats n'ont pas d'employés et ne pourraient donc pas s'en acquitter.
- Dans chacun des 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 la société aux dépenses de prospection et d'évaluation exige de poser un jugement pour déterminer si un avantage économique futur est probable lorsque les activités n'ont pas atteint un stade où la faisabilité technique et la viabilité commerciale peuvent être établies de façon raisonnable. Divers facteurs sont pris en compte, tels que les résultats des travaux de forage, les programmes d'investissement à venir, les charges d'exploitation futures ainsi que les réserves et les ressources estimatives. En outre, la direction 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 (« UGT ») 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 UGT font considérablement appel au jugement et à l'interprétation. Les facteurs pris en compte dans le classement sont notamment l'intégration entre les actifs, le partage des infrastructures, l'existence de points de vente communs, la région géographique concernée, la structure géologique des actifs et la façon dont la direction fait le suivi de ses activités et prend des décisions à leur sujet. L'évaluation du caractère récupérable des actifs en amont, des actifs de raffinage, des actifs de transport ferroviaire de pétrole brut, des wagons, des réservoirs de stockage et des actifs communs se fait au niveau des UGT. C'est pourquoi la délimitation des UGT pourrait avoir une incidence importante sur les pertes de valeur et leur reprise.

Détermination de la durée d'un contrat de location

Pour déterminer la durée d'un contrat de location, la direction tient compte de tous les faits et circonstances faisant qu'il y a un avantage économique à exercer l'option de prolongation ou à ne pas exercer l'option de résiliation de ce contrat. Cette appréciation doit être refaite s'il se produit un événement ou un changement de circonstances important ayant une incidence sur la première appréciation.

Principales sources d'incertitude relative aux estimations

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

Réserves de pétrole brut et de gaz naturel

L'estimation des réserves de pétrole brut et de gaz naturel comporte en soi un certain nombre d'incertitudes. L'estimation des réserves repose sur plusieurs variables, notamment les quantités récupérables d'hydrocarbures, le coût de l'élaboration des infrastructures nécessaires pour récupérer les hydrocarbures, les coûts de production, le prix de vente estimatif des hydrocarbures produits, les paiements de redevances et les impôts. Toute variation de ces données pourrait avoir une incidence considérable sur les estimations des réserves, ce qui se répercuterait sur les tests de dépréciation, la juste valeur moins les coûts de sortie 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 de la société. Les réserves de la société sont établies annuellement par les ERIA de la société, qui les lui transmettent.

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, ces estimations portent notamment sur les prix à terme des marchandises, les volumes de production prévus, le volume des réserves et des ressources, les taux d'actualisation, les coûts de mise en valeur et les charges d'exploitation futurs, ainsi que les taux d'imposition. La valeur recouvrable des actifs de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société repose sur des hypothèses à l'égard de la production, des prix à terme des marchandises, des charges d'exploitation, de la capacité de transport, de l'état de l'offre et de la demande et des taux d'imposition. Toute modification apportée aux hypothèses entrant dans la détermination de la valeur recouvrable pourrait avoir une incidence sur la valeur comptable des actifs visés.

Les valeurs recouvrables des UGT en amont de Cenovus ont été déterminées en fonction de la juste valeur diminuée des coûts de sortie ou d'une évaluation d'opérations portant sur des actifs comparables. La juste valeur des 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 ERIA de Cenovus (niveau 3). Les principales hypothèses entrant dans la détermination des flux de trésorerie futurs qui seront tirés des réserves sont les prix du pétrole brut et du gaz naturel, les coûts de mise en valeur et le taux d'actualisation. Toutes les réserves ont été évaluées par les ERIA au 31 décembre 2019.

Prix du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel

Les prix à terme au 31 décembre 2019 utilisés pour déterminer les flux de trésorerie futurs générés par les réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel sont les suivants :

	2020	2021	2022	2023	2024	Variation annuelle moyenne par la suite (%)
WTI (\$ US/baril)	61,00	63,75	66,18	67,91	69,48	2,0
WCS (\$ CA/baril)	57,57	62,35	64,33	66,23	67,97	2,1
Edmonton C5+ (\$ CA/baril)	76,83	79,82	82,30	84,72	86,71	2,0
AECO ¹⁾ (\$ CA/kpi ³⁾)	2,04	2,32	2,62	2,71	2,81	2,1

1) Selon une puissance calorifique hypothétique d'un million de Btu (unités thermiques britanniques) 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 est estimé à 2 %.

Coûts de démantèlement

Des provisions sont comptabilisées à l'égard des futures activités de démantèlement et de remise en état visant les actifs en amont, les actifs de raffinage et le terminal de transport ferroviaire de la société, 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.

Provisions 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 des marchandises, les estimations des réserves et des ressources, les coûts de production, la volatilité, le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain 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.

Changements de méthodes comptables

Adoption d'IFRS 16

Cenovus a adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019. Nous avons appliqué la nouvelle norme selon l'approche rétrospective modifiée. Cette approche ne requiert pas le retraitement des informations financières de la période précédente, car c'est un effet cumulatif qui est comptabilisé à titre d'ajustement des résultats non distribués d'ouverture, et la norme est ensuite appliquée de manière prospective. Par conséquent, les informations financières comparatives de l'état consolidé de la situation financière et des états consolidés des résultats, du résultat global, et des variations des capitaux propres ainsi que du tableau des flux de trésorerie n'ont pas été retraitées.

Au moment de l'adoption de la nouvelle norme, la direction a 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;
- Comptabiliser les composantes locatives et les composantes non locatives comme une seule composante, de nature locative, pour les obligations locatives se rapportant aux réservoirs de stockage;
- Utiliser l'évaluation de la dépréciation effectuée précédemment par Cenovus conformément à IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* (« IAS 37 »), 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.

Selon IFRS 16, les entités doivent comptabiliser les obligations locatives au titre des contrats de location antérieurement classés en tant que contrats de location simple selon les principes exposés dans IAS 17, *Contrats de location* (« IAS 17 »). Selon les dispositions de la nouvelle norme, ces contrats de location ont été évalués à la valeur actualisée des paiements de loyers résiduels, calculée à l'aide de nos taux d'emprunt marginaux au 1^{er} janvier 2019. Les taux d'emprunt marginaux au 1^{er} janvier 2019 vont de 4,0 % à 5,7 %. Les contrats de location dont la durée résiduelle est inférieure à douze mois et ceux visant des actifs de faible valeur sont exclus. Les actifs au titre de droits d'utilisation correspondants ont été 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'incidence de l'adoption d'IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 s'établit comme suit :

- nous avons comptabilisé des obligations locatives de 1,5 G\$, dont une partie courante de 128 M\$;
- nous avons comptabilisé des actifs au titre de droits d'utilisation de 893 M\$, ce qui correspond aux obligations locatives moins la provision au titre de contrats déficitaires auparavant comptabilisée et un investissement net de 16 M\$ dans des contrats de location-financement;
- nous avons réduit de 585 M\$ la provision au titre de contrats déficitaires, et inscrit ce montant en déduction de l'actif au titre de droits d'utilisation;
- nous avons comptabilisé certains contrats de sous-location à titre d'investissement net dans des contrats de location-financement (16 M\$) qui étaient classés dans les contrats de location simple aux termes d'IAS 17.

L'adoption de la nouvelle norme comptable a eu les répercussions suivantes sur nos résultats financiers de 2019 comparativement à ce qu'ils auraient été si nous n'avions pas adopté cette norme :

- une diminution de 34 M\$ des produits achetés;
- une diminution de 87 M\$ des frais de transport et de fluidification;
- une diminution de 5 M\$ des charges d'exploitation;
- une diminution de 58 M\$ des frais généraux et frais d'administration;
- une augmentation de 168 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;
- une augmentation de 82 M\$ des charges financières.

D'autres renseignements sur les changements de méthodes comptables découlant de l'adoption d'IFRS 16 se trouvent à la note 4 des états financiers consolidés.

Positions fiscales incertaines

Le 1^{er} janvier 2019, nous avons adopté l'interprétation de l'International Financial Reporting Interpretation Committee (« IFRIC ») 23, *Incertitude relative aux traitements fiscaux*, selon la méthode modifiée. 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. L'adoption d'IFRIC 23 n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

Un certain nombre de nouvelles normes et d'interprétations ou de modifications de normes comptables entrent en vigueur pour les exercices ouverts le 1^{er} janvier 2020 ou après cette date et n'ont donc pas été appliquées au moment de la préparation des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Ces normes et interprétations ne devraient pas avoir d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

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 CIIF et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 31 décembre 2019. 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 CIIF. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 31 décembre 2019.

L'efficacité du CIIF de la société a fait l'objet d'un audit au 31 décembre 2019 par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet de comptables professionnels agréés indépendant, comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant que celui-ci a délivré et qui est joint aux états financiers consolidés audités de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

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.

DÉVELOPPEMENT DURABLE

Le développement durable fait partie intégrante de la façon dont Cenovus mène ses activités. L'engagement de Cenovus à cet égard se manifeste par la création d'un milieu de travail sécuritaire et inclusif, la collaboration avec les communautés locales et autochtones et le recours à l'innovation pour réduire autant que possible notre impact sur l'environnement. Nous estimons qu'un juste équilibre entre les facteurs environnementaux, économiques et sociaux crée de la valeur à long terme.

Nous savons que pour mener nos activités de manière durable, nous devons communiquer de manière transparente notre performance en matière d'ESG à nos parties prenantes. Après des recherches approfondies, nous avons défini les quatre grands facteurs ESG que doit cibler la société : le climat et les émissions de GES, la participation des Autochtones, le territoire et la faune, et la gestion responsable de l'eau. Nous fondant sur nos pratiques de pointe en matière de sécurité et notre solide structure de gouvernance, nous estimons que ces quatre facteurs ESG sont les plus significatifs pour la société et ceux qui importent le plus pour nos parties prenantes.

Pour assurer la bonne performance de la société à l'égard du développement durable, 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 juillet 2019 notre rapport de 2018 sur les facteurs ESG. 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. Le rapport de Cenovus sur les facteurs ESG peut être consulté sur le site Web de Cenovus, à l'adresse cenovus.com.

PERSPECTIVES

En 2020, 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. Les difficultés liées au transport continueront d'avoir des répercussions défavorables sur les prix du pétrole lourd, ce qui révèle la nécessité d'accroître la capacité de transport ferroviaire et d'approuver les projets de pipelines pour qu'ils puissent aller de l'avant dès que possible. Bien que nos niveaux de production aient été touchés par la réduction de production imposée par le gouvernement, la compression des écarts de prix qui en a découlé devrait continuer d'avoir une incidence positive sur nos flux de trésorerie. La réduction de production obligatoire devrait rester en vigueur jusqu'à la fin de 2020, les restrictions imposées aux volumes de pétrole brut transportés par train et aux nouveaux puits classiques forés ayant été allégées. Les volumes de transport ferroviaire accrus et l'augmentation de la capacité des pipelines contribueront à soulager les contraintes de transport. Au premier semestre de 2019, l'injection de vapeur a commencé à la phase G de Christina Lake, mais nous avons par la suite reporté l'accroissement graduel de la production de pétrole pour nous conformer à la réduction de production imposée. Grâce à la mise en place du programme d'allocation spéciale, Cenovus est bien positionnée pour commencer la production de pétrole à la phase G de Christina Lake au premier trimestre de 2020 et à la porter à sa capacité nominale de 50 000 barils par jour au cours de 2020.

Nous continuons de rechercher des moyens d'accroître nos marges grâce à un solide 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 proactive des engagements et des occasions d'accès aux marchés permet à la société de concrétiser son objectif qui consiste à atteindre une plus vaste clientèle afin d'obtenir un prix de vente plus élevé pour son pétrole brut.

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

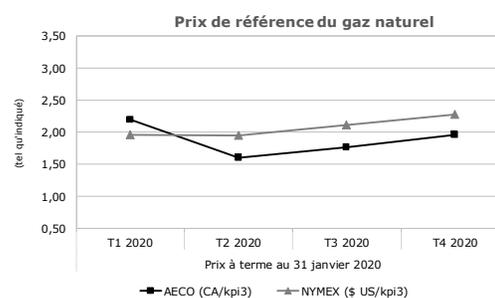
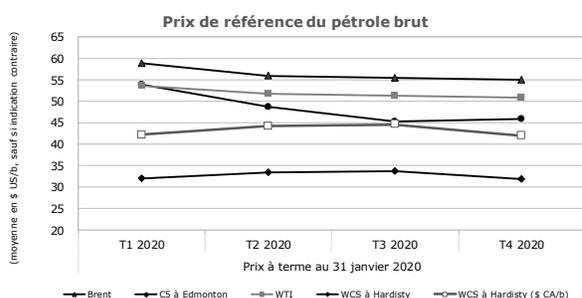
L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les douze mois à venir.

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 :

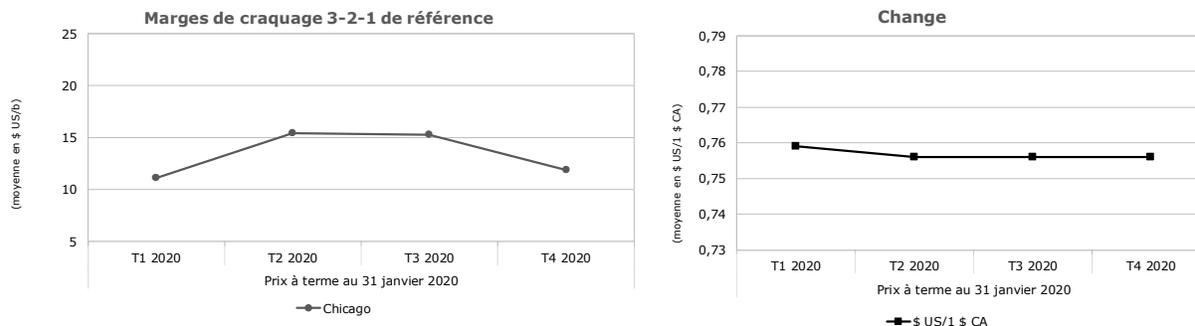
- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut léger dépendra principalement de la réaction de l'offre au contexte actuel des prix, des répercussions de toute perturbation éventuelle de l'offre et des conséquences sur la demande mondiale de l'évolution des conflits commerciaux.
- La volatilité des prix du pétrole brut devrait s'accroître légèrement en raison de l'intensification des risques géopolitiques au Moyen-Orient et des ponctions pratiquées sur les stocks mondiaux pour que soit atteinte la cible moyenne établie par l'OPEP pour 2010 à 2014.
- La reconduction de la réduction de production par l'OPEP et les sanctions imposées par les États-Unis contre le Venezuela et l'Iran favoriseront le rétrécissement des écarts mondiaux entre le prix du pétrole léger et celui du pétrole lourd.
- Selon la société, l'écart WTI-WCS en Alberta restera en grande partie relié à la mesure dans laquelle la réduction de production sera maintenue en Alberta, à l'achèvement du projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain, à l'éventuel démarrage du programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge Inc. et à l'intensité du transport ferroviaire de pétrole brut.
- La société estime que la réglementation de l'OMI sur le fuel-oil à haute teneur en soufre causera un élargissement de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, mais l'ampleur et la durée de cet élargissement restent incertaines.
- Cenovus est d'avis que les marges de craquage des raffineries continueront à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières, et varieront en fonction des fluctuations de l'écart Brent-WTI. Les marges de raffinage seront également touchées par la réglementation de l'OMI.

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.



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 inférieur au prix au NYMEX, ce qui reflète les frais de transport.

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 ou réduisent leurs taux directeurs l'une par rapport à l'autre et de nouveaux facteurs macroéconomiques d'autre part.



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 :

- 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.
- 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.
- 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 poursuivrons 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, de la réduction de production obligatoire 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 liées à nos expositions.

Grandes priorités de notre plan d'affaires quinquennal

Nous avons récemment mis à jour notre plan d'affaires quinquennal et l'avons communiqué lors de la journée des investisseurs qui a eu lieu le 2 octobre 2019. Notre stratégie d'entreprise consiste encore essentiellement à maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts et en réalisant les meilleures marges bénéficiaires sur nos produits. Notre plan d'affaires quinquennal assure une croissance mesurée de la production, sous réserve de l'amélioration de l'accès aux marchés, et peut nous permettre de dégager d'importants fonds provenant de l'exploitation disponibles jusqu'en 2024 dans un contexte où le prix du WTI s'établit à 45,00 \$ US le baril. En 2020, nous nous attendons à être bien positionnés pour accroître le rendement pour les actionnaires tout en restant axés sur le désendettement, la rigueur en matière de dépenses d'investissement, l'amélioration de l'accès aux marchés, la domination du marché par les coûts et l'avancement de la technologie et de l'innovation ciblées pour améliorer les marges et les avantages environnementaux.

Désendettement et rigueur en matière de dépenses d'investissement

Notre engagement à mettre l'accent sur la vigueur de notre bilan et notre rigueur en matière de dépenses d'investissement nous ont permis de réduire notre dette à 6,5 G\$. Le désendettement demeure notre plus grande priorité et nous continuons de cibler une dette nette à long terme de 5 G\$. Notre priorité demeure l'amélioration de la résilience et de la flexibilité financières, tandis que le déroulement sûr et fiable de notre exploitation reste prioritaire.

En 2020, nous prévoyons des dépenses d'investissement de l'ordre de 1,3 G\$ à 1,5 G\$. La production liée aux sables bitumineux devrait s'établir entre 390 000 et 410 000 barils par jour en 2020, le programme d'allocation spéciale et les contrats de transport ferroviaire de pétrole brut que nous avons déjà conclus nous permettant de tirer une production de nos installations de sables bitumineux sans aucune contrainte en 2020, alors que nous augmenterons graduellement la production à la phase G de Christina Lake.

En 2020, nous demeurerons rigoureux en matière de dépenses d'investissement et axés sur le renforcement de notre bilan. La majeure partie du budget d'investissement de 2020 sera affectée au maintien de la production tirée des sables bitumineux. Nous prévoyons aussi de faire progresser nos projets à rendement élevé pour qu'ils soient prêts à obtenir l'aval des organismes de réglementation et que des décisions d'investissement définitives soient éventuellement prises dès le second semestre de 2020, sous réserve de l'amélioration de l'accès aux marchés.

Au 31 décembre 2019, l'encours de la dette nette se situait à 6,5 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 4,4 G\$ au 31 décembre 2019.

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.

Rendement pour les actionnaires

Même si le désendettement demeure notre plus grande priorité, nous estimons que nous avons considérablement accru la résilience financière de notre société. Notre plan d'affaires quinquennal actualisé devrait nous donner la possibilité de financer des rachats d'actions opportuns et d'accroître notre dividende de façon durable.

Nous croyons que nous serons en mesure d'augmenter encore le dividende à un taux de croissance éventuel se situant entre 5 % et 10 % par année, même dans un contexte où le prix de WTI se chiffre à 45,00 \$ US le baril.

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. 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, l'approvisionnement et les destinations afin de nous assurer de maximiser la marge pour chaque baril que nous produisons.

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. En 2020, nous continuerons de rechercher des moyens d'améliorer les efficiences 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 ratio dette nette/BAIIA ajusté cible.

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 activités 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 2019 par des évaluateurs de réserves indépendants agréés en conformité avec le manuel COGE et les exigences du Règlement 51-101. Les estimations se fondent sur la moyenne des prix prévisionnels établis par trois ERIA au 1^{er} janvier 2020. 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 2019.

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 », « pouvoir », « estimer », « déterminé à », « s'engager à », « planifier », « projeter », « favoriser », « avenir », « futur », « prévision », « cibler », « positionnement », « capacité », « accent », « perspective », « indication », « éventuel », « priorité », « projection », « échéancier », « souhaiter », « stratégie », « cible », « 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 intention d'intégrer des considérations environnementales, sociales et de gouvernance à notre plan d'affaires; notre volonté de réaliser les meilleures marges bénéficiaires; la possibilité de dégager des fonds provenant de l'exploitation disponibles importants jusqu'en 2024 dans un contexte où le prix du WTI s'établit à 45,00 \$ US le baril; 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; notre cible de croissance du dividende annuelle de 5 % à 10 %; notre volonté d'envisager des rachats d'actions opportuns, notamment en soutenant une éventuelle vente des actions ordinaires de Cenovus que détient ConocoPhillips; 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; la production prévue dans un contexte dépourvu de contraintes; les projections pour 2020 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 les 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 en atteignant 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 2020; 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 2020, 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; l'incidence de la concordance entre les engagements de transport et de stockage et la croissance de la production; 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 la concrétisation des divers plans et stratégies sous-jacents; les réductions de coûts prévues et leur pérennité; les priorités, notamment pour 2020; les 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 du matériel, et les résultats futurs en découlant; notre capacité à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour exploiter avec efficacité et efficacité ses actifs et réaliser les résultats futurs attendus; les dépenses d'investissement prévues; 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 2020, disponibles sur cenovus.com; des prix des marchandises d'environ 45 \$ US/b WTI et 44 \$ CA/b WCS au creux du cycle; 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; les occasions de racheter des actions aux fins d'annulation à des prix acceptables pour nous; la suffisance des flux de trésorerie et des fonds en caisse pour le financement des dépenses d'investissement et des dividendes, y compris les éventuelles hausses de ceux-ci; 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, y compris 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 continuera de maintenir un écart relativement étroit 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, à nos installations de stockage dynamique, à nos engagements pipeliniers, à nos opérations de couverture financière et à nos plans d'augmenter notre capacité de transport ferroviaire; notre capacité à tirer une production des installations de sables bitumineux sans contrainte; 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; 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; la concordance 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 et de tout le matériel nécessaires et à les mettre en œuvre pour obtenir les résultats futurs escomptés et la réalisation de ces résultats; 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 2020, mises à jour le 9 décembre 2019, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 60,00 \$ US/b; prix du WTI, 55,00 \$ US/b; prix du WCS, 37,50 \$ US/b; prix du gaz naturel AECO, 1,80 \$/kpi³; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 16,00 \$ 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 disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter les actifs de la société de manière efficiente 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; les conséquences inattendues de la réduction de production imposée par le gouvernement de l'Alberta; le fait que le gouvernement de l'Alberta puisse prolonger la réduction de production même lorsque les contraintes limitant la capacité de transport se seront allégées; 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 concernant les prix des marchandises, les cours du change et les taux d'intérêt; le manque de concordance 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'acquitter 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 le ratio dette nette/BAIIA ajusté et le ratio 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 les dépenses d'investissement de croissance et de maintien; 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 les hausses éventuelles du dividende et 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; l'accroissement des coûts, entre autres en raison des 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, et l'augmentation des franchises ou des primes d'assurance; 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 et aux litiges qu'elle peut soulever; 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 au matériel et à leur application dans le cadre de nos activités notamment les cyberattaques éventuelles; 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 nous approvisionnons; les risques d'événements imprévus tels que la guerre et les menaces terroristes et l'instabilité connexe; et les risques liés aux poursuites, aux propositions des actionnaires 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.

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	Western Canadian Select	NYMEX	New York Mercantile Exchange
CDB	Christina Dilbit Blend		
MSW	Mélange non corrosif mixte (Mixed Sweet Blend)		
WTS	West Texas Sour		

DÉFINITIONS

Les émissions du champ d'application 1 sont les émissions directement produites par des installations appartenant à une société ou exploitées par elle. Cenovus comptabilise ses émissions sur la base de ses activités brutes à titre d'exploitant, qui comprennent la combustion de carburant, la mise à l'air, le torchage et les émissions fugitives. Ces activités excluent les émissions produites par la participation de 50 % dans les raffineries de la société dont cette dernière n'est pas l'exploitant et les émissions produites par les actifs non exploités du Deep Basin.

Les émissions du champ d'application 2 sont les émissions indirectement produites associées à la production de l'énergie achetée pour les installations en exploitation de la société. Pour Cenovus, ces émissions se limitent à l'électricité importée.

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 2019 (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	10 838	691	11 529	(4 021)	-	(222)	(64)	7 222
Redevances	1 143	29	1 172	-	-	-	1	1 173
Transport et fluidification	5 152	82	5 234	(4 021)	-	-	1	1 214
Charges d'exploitation	1 039	337	1 376	-	-	(222)	(33)	1 121
Taxes à la production et impôts miniers	-	1	1	-	-	-	-	1
Prix nets opérationnels	3 504	242	3 746	-	-	-	(33)	3 713
(Profit) perte lié à la gestion des risques	23	-	23	-	-	-	-	23
Marge d'exploitation	3 481	242	3 723	-	-	-	(33)	3 690

Exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars) ³⁾	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
Taxes à 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) ³⁾	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
Taxes à 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

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.

3) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

Trimestre clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires				Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ⁴⁾	Deep Basin ⁴⁾	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne ⁵⁾	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	2 659	190	2 849	(1 060)	-	(82)	(13)	1 694
Redevances	316	9	325	-	-	-	1	326
Transport et fluidification	1 416	20	1 436	(1 060)	-	-	1	377
Charges d'exploitation	268	80	348	-	-	(82)	(6)	260
Taxes à la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	-	-	-
Prix nets opérationnels	659	81	740	-	-	-	(9)	731
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(15)	-	(15)	-	-	-	-	(15)
Marge d'exploitation	674	81	755	-	-	-	(9)	746

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

5) 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) ³⁾	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	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
Taxes à 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)

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.

3) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

Sables bitumineux

Exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	3 295	3 511	6 806	-	4 021	-	11	10 838
Redevances	486	650	1 136	-	-	-	7	1 143
Transport et fluidification	674	458	1 132	-	4 021	-	(1)	5 152
Charges d'exploitation	526	505	1 031	-	-	-	8	1 039
Prix nets opérationnels	1 609	1 898	3 507	-	-	-	(3)	3 504
(Profit) perte lié à la gestion des risques	10	13	23	-	-	-	-	23
Marge d'exploitation	1 599	1 885	3 484	-	-	-	(3)	3 481

Exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars) ³⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	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) ³⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	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

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

5) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

Trimestre clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	731	866	1 597	-	1 060	-	2	2 659
Redevances	130	179	309	-	-	-	7	316
Transport et fluidification	207	150	357	-	1 060	-	(1)	1 416
Charges d'exploitation	132	136	268	-	-	-	-	268
Prix nets opérationnels	262	401	663	-	-	-	(4)	659
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(5)	(10)	(15)	-	-	-	-	(15)
Marge d'exploitation	267	411	678	-	-	-	(4)	674

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

Trimestre clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars) ²⁾	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)

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

2) *Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».*

Deep Basin

Exercice clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements	Selon les états financiers consolidés ³⁾
	Total	Autres ⁴⁾		Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	638	53		691
Redevances	29	-		29
Transport et fluidification	82	-		82
Charges d'exploitation	312	25		337
Taxes à la production et impôts miniers	1	-		1
Prix nets opérationnels	214	28		242
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-		-
Marge d'exploitation	214	28		242

Exercice clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars) ³⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements	Selon les états financiers consolidés ³⁾
	Total	Autres ⁴⁾		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
Taxes à 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) ³⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels		Ajustements	Selon les états financiers consolidés ³⁾
	Total	Autres ⁴⁾		Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	524	31		555
Redevances	41	-		41
Transport et fluidification	56	-		56
Charges d'exploitation	230	20		250
Taxes à 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

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

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

5) *Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».*

Trimestre clos le 31 décembre 2019 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Total	Autres ²⁾	Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	179	11	190
Redevances	9	-	9
Transport et fluidification	20	-	20
Charges d'exploitation	74	6	80
Taxes à la production et impôts miniers	-	-	-
Prix nets opérationnels	76	5	81
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-
Marge d'exploitation	76	5	81

Trimestre clos le 31 décembre 2018 (en millions de dollars) ³⁾	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Total	Autres ²⁾	Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	175	15	190
Redevances	10	-	10
Transport et fluidification	18	-	18
Charges d'exploitation	94	6	100
Prix nets opérationnels	53	9	62
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-
Marge d'exploitation	53	9	62

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

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

3) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

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

Volumes de vente

(en barils par jour, sauf indication contraire)	Trimestre clos les		Exercices clos les 31 décembre		
	31 décembre 2019	31 décembre 2018	2019	2018	2017
Sables bitumineux					
Foster Creek	153 797	143 928	157 770	162 685	121 806
Christina Lake	207 399	186 530	188 910	204 016	161 514
Total – pétrole brut tiré des Sables bitumineux	361 196	330 458	346 680	366 701	283 320
Gaz naturel (Mpi³/j)	-	-	-	1	10
Total – Sables bitumineux (bep/j)	361 196	330 458	346 680	366 905	284 984
Deep Basin					
Total – liquides	26 197	28 111	26 673	32 454	20 850
Gaz naturel (Mpi³/j)	403	469	424	527	316
Total – Deep Basin (bep/j)	93 317	106 232	97 423	120 258	73 492
Déduire : consommation interne⁴⁾ (Mpi³/j)	(336)	(310)	(320)	(306)	-
Ventes – activités poursuivies⁴⁾ (bep/j)	398 457	385 023	390 813	436 163	358 476

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