



RAPPORT DE GESTION
POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 SEPTEMBRE 2019

APERÇU DE CENOVUS	2
FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE	2
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	3
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	6
RÉSULTATS FINANCIERS	9
SECTEURS À PRÉSENTER	16
SABLES BITUMINEUX	16
DEEP BASIN	24
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	27
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	29
ACTIVITÉS ABANDONNÉES	31
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	32
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	35
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	36
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE	38
PERSPECTIVES	38
MISE EN GARDE	41
ABRÉVIATIONS	44
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS	45

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus », « nous », « notre », « nos » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle ou ses filiales détiennent), daté du 30 octobre 2019, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 septembre 2019 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2018 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2018 (le « rapport de gestion annuel »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 30 octobre 2019, sauf indication contraire. Le présent rapport de gestion constitue une mise à jour du rapport de gestion annuel et 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 ») approuve les rapports de gestion intermédiaires; le comité d'audit examine le rapport de gestion annuel et en recommande l'approbation au conseil. 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 intermédiaires, 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 7 de nos états financiers consolidés intermédiaires. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires afin qu'ils puissent analyser l'information sur notre liquidité et notre capacité à dégager des fonds pour financer nos activités. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS.

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

APERÇU DE CENOVUS

Cenovus est une société pétrolière canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 30 septembre 2019, sa valeur s'établissait à environ 23 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. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, le total de la production tirée des actifs en amont s'est établi en moyenne à environ 448 000 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 465 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 485 000 barils bruts par jour de produits raffinés pendant le trimestre clos le 30 septembre 2019.

Le 2 octobre 2019, nous avons présenté notre plan d'affaires quinquennal actualisé. 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, 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. Nous estimons que le maintien d'une solide situation financière permettra à Cenovus de faire face à la volatilité des prix des marchandises et lui donnera la souplesse pour tirer parti d'occasions à tous les stades du cycle de prix. Nous entendons mesurer l'approche disciplinée en matière d'investissement que nous préconisons à l'égard de notre portefeuille à l'aune des augmentations de dividendes, des rachats d'actions et du maintien d'un niveau d'endettement optimal tout en conservant une excellente notation de crédit. Notre approche en matière d'investissement se concentrera sur les secteurs où, à notre avis, nous disposons du meilleur avantage concurrentiel. Nous avons l'intention de réaliser notre stratégie en exploitant au mieux nos principaux domaines d'intérêt, notamment les sables bitumineux, les actifs de pétrole classique et de gaz naturel, la commercialisation, les activités de transport et de raffinage; nous miserons aussi sur notre personnel.

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

FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE

Cenovus a continué de dégager d'excellents résultats d'exploitation et financiers au troisième trimestre de 2019. Conformément à la stratégie de Cenovus consistant à accroître de manière durable le rendement pour les actionnaires, le conseil d'administration a approuvé une hausse de 25 % du dividende, ce qui le portera à 0,0625 \$ au quatrième trimestre de 2019.

La production tirée des sables bitumineux de Cenovus au troisième trimestre s'est établie en moyenne à 354 595 barils par jour, ce qui est dans l'ensemble conforme à la réduction de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta. La production de 93 901 bep par jour tirée des actifs du Deep Basin a diminué par rapport au troisième trimestre de 2018 en raison des baisses naturelles découlant de la réduction des investissements de maintien, de la sortie de Cenovus Pipestone Partnership (« CPP ») et des interruptions temporaires des activités liées à la faiblesse des prix du gaz naturel.

Nous avons poursuivi l'accroissement de notre capacité de transport ferroviaire de pétrole brut et sommes en voie d'atteindre une capacité de 100 000 barils par jour d'ici la fin de 2019. Au cours du trimestre, grâce à notre parc de wagons loués, nous avons chargé 68 380 barils par jour pour livraison vers des destinations aux États-Unis. De ces volumes, nous avons vendu en moyenne 62 789 barils par jour, ce qui nous a permis de profiter de prix mondiaux plus élevés. À la fin du trimestre, en septembre, les volumes moyens chargés s'établissaient à près de 83 000 barils par jour et les volumes vendus, à 80 862 barils par jour.

Les prix de référence moyens du Brent et du West Texas Intermediate (« WTI ») ont été inférieurs à ceux du troisième trimestre de 2018. En parallèle, l'écart entre les prix de référence du WTI et du Western Canadian Select (« WCS ») s'est rétréci en raison notamment de la réduction de production imposée par le gouvernement de l'Alberta. C'est pourquoi le prix de référence moyen du pétrole brut WCS en Alberta a diminué, s'établissant en moyenne à 44,21 \$ US le baril au troisième trimestre de 2019 comparativement à 47,25 \$ US le baril pour la même période de 2018.

En raison de la persistance des contraintes limitant l'accès aux marchés pour la production de pétrole brut du Canada, nous avons poursuivi activement 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. Au cours du trimestre, nous avons acheminé environ le tiers de notre production tirée des sables bitumineux de l'Alberta vers des destinations aux États-Unis, comparativement à moins de 20 % en 2018. Cette hausse ainsi que le rétrécissement des écarts ont contribué à faire monter notre prix de vente réalisé moyen du pétrole brut, qui est passé de 49,73 \$ le baril en 2018 à 55,13 \$ le baril.

La marge d'exploitation du secteur Sables bitumineux a augmenté au cours du trimestre pour s'établir à 917 M\$, par rapport à 682 M\$ en 2018, grâce à une hausse de notre prix de vente réalisé moyen du pétrole brut, à la baisse des frais de transport et de fluidification et aux profits réalisés liés à la gestion des risques, alors que des pertes avaient

été enregistrées en 2018; ces facteurs ont été annulés en partie par la réduction des volumes de vente. Au troisième trimestre de 2019, la marge d'exploitation du secteur Deep Basin, qui s'est établie à 37 M\$, a diminué en raison surtout d'une baisse de notre prix de vente réalisé moyen du pétrole brut et des volumes de vente, en partie compensée par la diminution des charges d'exploitation.

Le rendement opérationnel des activités de raffinage du trimestre a été touché par des interruptions de service non planifiées et le démarrage en septembre des travaux de révision prévus aux raffineries de Wood River et de Borger (les « raffineries »). Ces facteurs ont été compensés en partie par la production de pétrole brut mensuelle record atteinte à Wood River en juillet. Notre secteur Raffinage et commercialisation a dégagé une marge d'exploitation de 126 M\$, en baisse par rapport au troisième trimestre de 2018, imputable à un avantage moins marqué sur le pétrole brut découlant du rétrécissement des écarts de prix, à la baisse des marges de craquage, à la diminution de la production de pétrole brut causée par les interruptions de service non planifiées et les révisions prévues aux raffineries, ainsi qu'à la hausse des charges d'exploitation.

Au troisième trimestre de 2019, nous avons :

- inscrit des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 834 M\$ et des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 916 M\$;
- enregistré une dette nette de 6,8 G\$ au 30 septembre 2019. Après le 30 septembre 2019, nous avons remboursé intégralement les effets non garantis à 5,70 % arrivant à échéance, dont le solde du capital s'établissait à 500 M\$ US, et remboursé un montant supplémentaire de 13 M\$ US sur nos effets non garantis à 4,45 %;
- inscrit un bénéfice d'exploitation provenant des activités poursuivies de 284 M\$ (perte de 41 M\$ en 2018);
- inscrit un bénéfice net provenant des activités poursuivies de 187 M\$ (perte nette de 242 M\$ en 2018);
- réalisé un prix de vente du pétrole brut plus élevé, qui s'est établi en moyenne à 55,13 \$ le baril grâce à l'accroissement des ventes aux États-Unis;
- enregistré un prix net opérationnel de la société moyen tiré des activités poursuivies de 25,68 \$ par bep avant la réalisation des couvertures;
- consacré 294 M\$ à des investissements de maintien, à des projets d'amélioration du rendement en produits raffinés, à des projets de transport ferroviaire et à l'infrastructure de la société.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Volumes de production en amont

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2019	Variation (%)	2018	2019	Variation (%)	2018
Activités poursuivies						
Liquides (b/j)						
Sables bitumineux						
Foster Creek	156 527	(5)	163 939	158 888	(3)	164 160
Christina Lake	198 068	(7)	212 733	188 671	(11)	211 141
	354 595	(6)	376 672	347 559	(7)	375 301
Deep Basin						
Pétrole brut	4 929	(13)	5 674	4 885	(21)	6 148
LGN	21 175	(20)	26 595	21 950	(21)	27 770
	26 104	(19)	32 269	26 835	(21)	33 918
Production de liquides (b/j)	380 699	(7)	408 941	374 394	(9)	409 219
Gaz naturel (Mpi³/j)						
Sables bitumineux	-	-	-	-	(100)	2
Deep Basin ¹⁾	407	(22)	520	432	(21)	546
	407	(22)	520	432	(21)	548
Production tirée des activités poursuivies (bep/j)	448 496	(10)	495 592	446 366	(11)	500 558
Production tirée des activités abandonnées (Hydrocarbures classiques) (bep/j)	-	(100)	16	-	(100)	394
Total de la production (bep/j)	448 496	(10)	495 608	446 366	(11)	500 952

1) Y compris la production de 304 Mpi³/j et de 314 Mpi³/j utilisée pour consommation interne par le secteur Sables bitumineux pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement (293 Mpi³/j et 305 Mpi³/j, respectivement, en 2018).

La production tirée des sables bitumineux continue d'être limitée par la réduction de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, la production liée aux sables bitumineux a été inférieure à celle de la même période de 2018 en raison de la réduction de production obligatoire et d'une révision prévue à Christina Lake au deuxième trimestre de 2019.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, la production du Deep Basin a diminué par rapport aux mêmes périodes de 2018 par suite des baisses naturelles découlant de la diminution des investissements de maintien, de la sortie de CPP le 6 septembre 2018 et des interruptions temporaires des activités liées à la faiblesse des prix du gaz naturel.

Prix nets opérationnels liés aux activités poursuivies

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

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾	2019	2018 ¹⁾
Prix de vente	51,48	45,73	52,15	42,11
Redevances	9,07	6,91	7,99	4,63
Transport et de fluidification	9,39	5,66	7,89	5,79
Charges d'exploitation	7,33	7,10	8,13	7,55
Taxes à la production et impôts miniers	0,01	0,01	0,01	0,01
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques²⁾	25,68	26,05	28,13	24,13
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	0,19	(8,00)	(0,36)	(12,05)
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques²⁾	25,87	18,05	27,77	12,08

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

Notre prix net opérationnel moyen, exclusion faite des profits et des pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué au troisième trimestre de 2019 par rapport à celui de 2018, surtout parce que la hausse des prix de vente réalisés a été contrebalancée par l'augmentation des frais de transport et de fluidification unitaires, l'accroissement des redevances unitaires, la hausse des charges d'exploitation unitaires et la réduction des volumes de vente. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, notre prix net opérationnel moyen a augmenté par rapport à 2018 à cause de la hausse des prix de vente réalisés, qui a été contrebalancée 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. Pour le trimestre et les neuf premiers mois de l'exercice, la dépréciation du dollar canadien en regard du dollar américain, par rapport à 2018, a eu une incidence positive d'environ 0,54 \$ par bep et 1,68 \$ par bep, respectivement, sur les prix de vente comptabilisés.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, nous avons vendu environ le tiers et le quart de notre production tirée des sables bitumineux, respectivement, à des lieux de vente situés à l'extérieur de l'Alberta, ce qui a contribué à accroître nos prix de vente réalisés et les frais de transport et de fluidification.

Raffinage et commercialisation

Au troisième trimestre de 2019, notre performance opérationnelle a été touchée par des interruptions de service non planifiées et le démarrage des travaux de révision prévus aux deux raffineries, ce qui a réduit la production de pétrole brut. Wood River a fonctionné à plein rendement malgré des interruptions de service planifiées et non planifiées et atteint une production de pétrole brut mensuelle record en juillet. Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, la production de pétrole brut et de produits raffinés a légèrement augmenté, car les activités de révision prévues et les activités de maintenance non prévues en 2019, notamment à cause d'un incendie dans une unité de distillation de pétrole brut de Wood River au premier trimestre de 2019, ont eu une incidence moindre que l'achèvement, au premier trimestre de 2018, des révisions de grande envergure prévues aux deux raffineries.

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2019	Variation (%)	2018	2019	Variation (%)	2018
Capacité liée au pétrole brut(kb/j)	482	5	460	482	5	460
Production de pétrole brut ¹⁾ (kb/j)	465	(5)	492	438	-	436
Pétrole brut lourd ¹⁾	185	(9)	204	174	(8)	190
Produits raffinés ¹⁾ (kb/j)	485	(6)	518	463	1	459
Taux d'utilisation du pétrole brut ¹⁾ (%)	96	(11)	107	91	(4)	95
Marge d'exploitation ²⁾ (en M\$)	126	(71)	436	628	(16)	745

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

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 ».

Nous continuons d'accroître le total des volumes de chargement à notre terminal ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2019, les volumes chargés au terminal se sont établis en moyenne à 64 773 barils par jour comparativement à une moyenne de 43 018 barils par jour au troisième trimestre de 2018.

Au troisième trimestre de 2019, la marge d'exploitation de notre secteur Raffinage et commercialisation a diminué par rapport à celle de 2018 à cause de la diminution de l'avantage sur le pétrole brut causée par le rétrécissement des écarts de prix sur le pétrole brut corrosif lourd et moyen, de la baisse des marges de craquage, de la diminution de la production de pétrole brut et de la hausse des charges d'exploitation. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, la marge d'exploitation a baissé par rapport à l'exercice précédent à cause de la diminution de l'avantage sur le pétrole brut causée par le rétrécissement des écarts de prix sur le pétrole brut corrosif lourd et moyen, qui a été en partie annulée par l'accroissement des marges sur les produits à prix fixe causé par la baisse du prix de référence du WTI, la diminution des charges d'exploitation par suite des révisions de grande envergure prévues qui ont été réalisées aux deux raffineries au premier trimestre de 2018 et une réduction du coût associé aux numéros d'identification renouvelables (« NIR »).

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

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

En ce qui concerne nos résultats financiers, les principaux inducteurs de performance sont les prix des marchandises, les écarts de prix 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.

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

(\$ US/b, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2019	Variation (%)	2018	T3 2019	T2 2019	T3 2018
Brent						
Moyenne	64,74	(11)	72,68	62,00	68,34	75,97
Fin de la période	60,78	(27)	82,72	60,78	66,55	82,72
WTI						
Moyenne	57,06	(15)	66,75	56,45	59,83	69,50
Fin de la période	54,07	(26)	73,25	54,07	58,47	73,25
Écart moyen Brent/WTI	7,68	30	5,93	5,55	8,51	6,47
WCS						
Moyenne	45,32	1	44,82	44,21	49,18	47,25
Moyenne (\$ CA/b)	60,26	4	57,69	58,38	65,80	61,75
Fin de la période	41,06	9	37,75	41,06	45,48	37,75
Écart moyen WTI/WCS	11,74	(46)	21,93	12,24	10,65	22,25
West Texas Sour (« WTS »)						
Moyenne	55,93	(5)	58,86	55,88	58,18	55,48
Fin de la période	54,24	(19)	66,85	54,24	58,37	66,85
Écart moyen WTI/WTS	1,13	(86)	7,89	0,57	1,65	14,02
Condensats (C5 à Edmonton)						
Moyenne	52,81	(20)	66,23	52,02	55,87	66,82
Moyenne (\$ CA/b)	70,21	(18)	85,24	68,72	74,74	87,35
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	4,25	717	0,52	4,43	3,96	2,68
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(7,49)	(65)	(21,41)	(7,81)	(6,69)	(19,57)
Mélange non corrosif mixte (« MSW » à Edmonton)						
Moyenne	52,35	(14)	60,69	51,79	55,21	62,67
Moyenne (\$ CA/b)	69,59	(11)	78,11	68,43	73,87	81,92
Fin de la période	48,16	(10)	53,25	48,16	52,48	53,25
Moyenne des prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	72,45	(11)	81,73	72,07	81,23	87,10
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	77,92	(11)	87,58	75,34	81,29	92,33
Marge de raffinage : moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries²⁾						
Chicago	17,24	2	16,82	16,72	21,44	19,14
Groupe 3	17,36	(1)	17,47	17,32	19,99	18,71
Moyenne des prix du gaz naturel						
Prix AECO ³⁾ (\$ CA/kpi ³)	1,39	(1)	1,41	1,04	1,17	1,35
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	2,67	(8)	2,90	2,23	2,64	2,90
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³)	1,63	(9)	1,80	1,44	1,76	1,88
Taux de change (\$ US/\$ CA)						
Moyenne	0,752	(3)	0,777	0,757	0,748	0,765
Fin de la période	0,755	(2)	0,773	0,755	0,764	0,773

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 des rubriques « Résultats d'exploitation » et « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

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

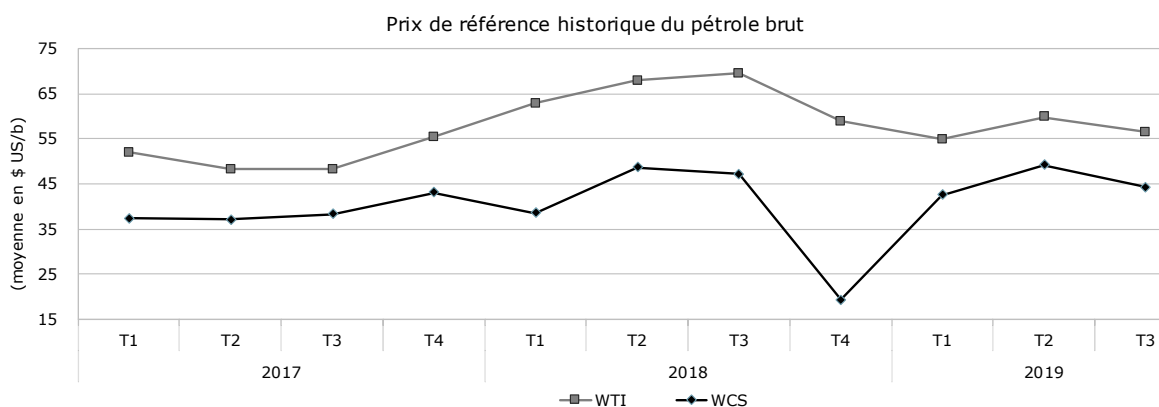
3) Indice mensuel du gaz naturel AECO (Alberta Energy Company).

Prix de référence – pétrole brut

Les prix de référence moyens du Brent et du WTI ont diminué par rapport à ceux du troisième trimestre de 2018, car l'incertitude persistante à l'égard d'une surabondance de l'offre et du recul de la demande de pétrole brut causé par l'accroissement des tarifs douaniers et des tensions commerciales entre les États-Unis et la Chine a entraîné une baisse des prix de référence du brut. Les prix mondiaux ont augmenté vers la fin du trimestre en raison de perturbations de l'offre de pétrole brut en Arabie saoudite. Pour les neuf premiers mois de 2019, par rapport à la même période de 2018, les prix mondiaux ont continué d'être soutenus par la décision des membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») de réduire leur production et la crise au Venezuela, qui a entraîné une réduction de l'offre de pétrole brut du pays.

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. Au troisième trimestre de 2019, l'écart entre le Brent et le WTI a diminué par rapport à 2018, car la capacité de transport grandissante entre le bassin Permian et la côte américaine du golfe du Mexique a réduit la congestion à Cushing, en Oklahoma.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est rétréci au troisième trimestre de 2019 et pour l'exercice à ce jour par rapport à 2018. Les écarts de prix sur le pétrole lourd se sont amoindris en 2019 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 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 considérablement en 2019, en raison de la mise en service d'une capacité additionnelle de transport pipelinier qui a contribué à soulager les contraintes de transport du bassin Permian.

La fluidification du bitume au moyen de condensats permet le transport de la production. 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 au troisième trimestre de 2019 et depuis le début de l'exercice, comparativement aux mêmes périodes de 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.

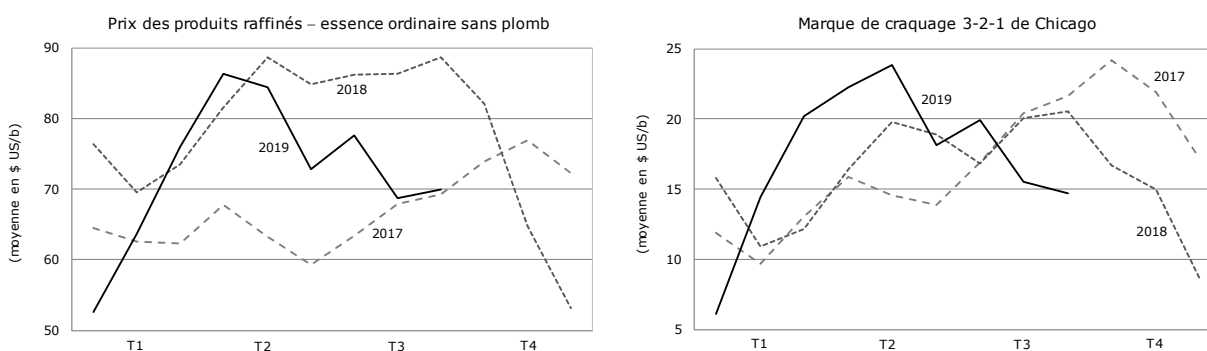
Le MSW est un prix de référence du pétrole brut léger non sulfuré qui est établi en Alberta et qui porte sur la production d'hydrocarbures classiques au Canada, tel que le pétrole brut produit par les actifs de la société situés dans le Deep Basin. Le prix de référence moyen du MSW a baissé au troisième trimestre de 2019 par rapport à 2018, ce qui cadre avec la diminution globale des prix moyens pour le brut.

Prix de référence – raffinage

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

La moyenne des prix des produits raffinés à Chicago a diminué pour les neuf premiers mois et le troisième trimestre de 2019 par rapport aux mêmes périodes de 2018 essentiellement à cause 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 ont diminué au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 par rapport à 2018 à cause de la surabondance de l'offre et des travaux de maintenance des pipelines en Alberta. Le prix moyen au NYMEX a diminué par rapport à celui de 2018 par suite du maintien d'une offre élevée liée à la mise en valeur du gaz de schiste aux États-Unis et du gaz naturel provenant des gisements de pétrole brut.

Taux de change de référence

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

En 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 492 M\$ sur nos produits des activités ordinaires pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019. Le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain au 30 septembre 2019 comparativement au 31 décembre 2018 et la décomptabilisation de pertes de change latentes, qui se sont réalisées par suite du rachat des billets non garantis, ont donné lieu à des profits de change latents de 542 M\$ à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats financiers consolidés

En 2019, les principales composantes de nos résultats financiers ont été la réduction de production obligatoire, la baisse des prix de référence du pétrole brut, le rétrécissement des écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd, la diminution de la production des raffineries et la baisse des coûts de fluidification. Les principales mesures de performance sont analysées en détail dans le présent rapport de gestion.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2019			2018 ¹⁾				2017 ¹⁾	
	2019	2018 ¹⁾	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits des activités ordinaires	15 343	16 299	4 736	5 603	5 004	4 545	5 857	5 832	4 610	5 079	4 386
Marge d'exploitation²⁾	3 596	2 259	1 080	1 277	1 239	135	1 191	911	157	1 018	1 097
Des activités poursuivies	3 596	2 259	1 080	1 277	1 239	135	1 191	911	157	1 018	1 097
Total de la marge d'exploitation	3 596	2 299	1 080	1 277	1 239	132	1 192	938	169	1 088	1 214
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 545	1 630	834	1 275	436	488	1 258	506	(134)	833	481
Des activités poursuivies	2 545	1 630	834	1 275	436	488	1 258	506	(134)	833	481
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 545	1 669	834	1 275	436	485	1 259	533	(123)	900	592
Fonds provenant de l'exploitation ajustés³⁾	3 046	1 670	916	1 082	1 048	(33)	976	747	(53)	796	865
Des activités poursuivies	3 046	1 670	916	1 082	1 048	(33)	976	747	(53)	796	865
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	3 046	1 710	916	1 082	1 048	(36)	977	774	(41)	866	980
Résultat d'exploitation³⁾	620	(1 085)	284	267	69	(1 670)	(41)	(292)	(752)	(533)	240
Des activités poursuivies par action (\$) ⁴⁾	0,50	(0,88)	0,23	0,22	0,06	(1,36)	(0,03)	(0,24)	(0,61)	(0,43)	0,20
Total du résultat d'exploitation par action (\$) ⁴⁾	620	(1 057)	284	267	69	(1 672)	(42)	(272)	(743)	(514)	327
	0,50	(0,86)	0,23	0,22	0,06	(1,36)	(0,03)	(0,22)	(0,60)	(0,42)	0,27
Résultat net	2 081	(1 566)	187	1 784	110	(1 350)	(242)	(410)	(914)	(776)	275
Des activités poursuivies par action (\$) ⁴⁾	1,69	(1,27)	0,15	1,45	0,09	(1,10)	(0,20)	(0,33)	(0,74)	(0,63)	0,22
Total du résultat net par action (\$) ⁴⁾	2 081	(1 313)	187	1 784	110	(1 356)	(241)	(418)	(654)	620	(82)
	1,69	(1,06)	0,15	1,45	0,09	(1,10)	(0,20)	(0,34)	(0,53)	0,50	(0,07)
Dépenses d'investissement⁵⁾	859	1 087	294	248	317	276	271	294	522	557	396
Des activités poursuivies	859	1 087	294	248	317	276	271	294	522	557	396
Total des dépenses d'investissement	859	1 087	294	248	317	276	271	292	524	583	438
Dividendes	183	183	60	62	61	62	61	62	60	61	62
par action (\$) ⁴⁾	0,15	0,15	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

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

Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)

Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 septembre 2018

Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :

	Trimestres	Périodes de neuf mois
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 septembre 2018	5 857	16 299
Sables bitumineux	(331)	(782)
Deep Basin	(68)	(171)
Raffinage et commercialisation	(706)	(177)
Activités non sectorielles et éliminations	(16)	174
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 septembre 2019	4 736	15 343

Les produits tirés des activités en amont ont diminué en 2019 par rapport à ceux de 2018 à cause de la baisse des volumes de vente et de la hausse des redevances, en partie annulées par l'augmentation des prix réalisés.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué par rapport à ceux des mêmes périodes en 2018. Les produits tirés du raffinage ont diminué au cours du trimestre en raison de la baisse des prix des produits raffinés, ce qui cadre avec la diminution des prix de référence moyens des produits raffinés et la réduction de volumes. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, la diminution des produits est imputable à la baisse des prix des produits raffinés. Les produits trimestriels tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par notre groupe de commercialisation ont diminué en 2019 par rapport à 2018 à cause d'une réduction des volumes de pétrole brut et des prix, en partie compensée par la hausse des volumes de gaz naturel. Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, les produits des activités ordinaires tirés de la commercialisation ont progressé grâce à l'accroissement des volumes de pétrole brut et de gaz naturel, qui a été partiellement réduit par un recul des prix.

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

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

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation est un total partiel présenté aux notes 1 et 7 des états financiers consolidés intermédiaires 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.

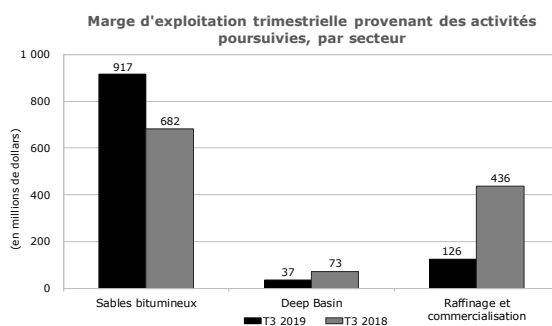
	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾	2019	2018 ¹⁾
(en millions de dollars)				
Chiffre d'affaires brut	5 273	6 332	16 638	17 495
Déduire : Redevances	332	286	847	574
Produits des activités ordinaires	4 941	6 046	15 791	16 921
Charges				
Produits achetés	2 042	2 483	6 646	6 664
Transport et de fluidification	1 269	1 502	3 798	4 688
Charges d'exploitation	559	542	1 726	1 816
Taxes à la production et impôts miniers	1	-	1	1
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(10)	328	24	1 493
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies	1 080	1 191	3 596	2 259
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	-	1	-	40
Total de la marge d'exploitation	1 080	1 192	3 596	2 299

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 ».

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2019 et 2018

La marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a diminué, principalement à cause des facteurs suivants :

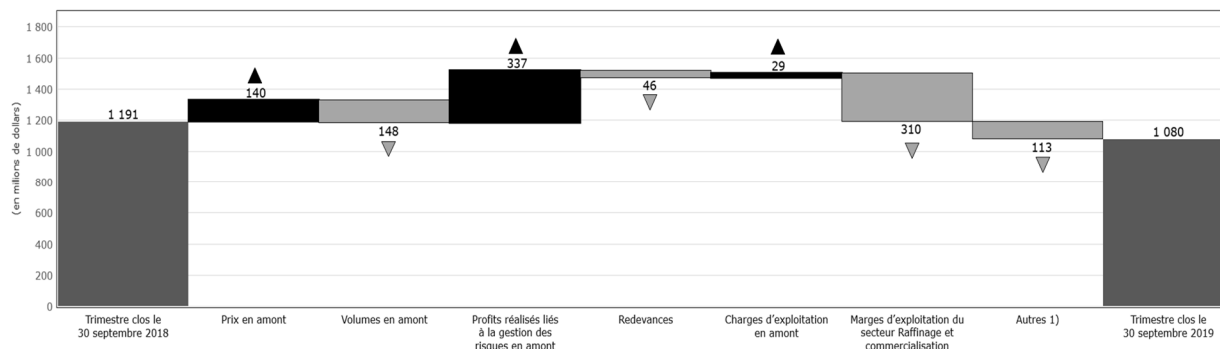
- la réduction de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation causée par l'avantage moins marqué sur le pétrole brut, la baisse des marges de craquage, la diminution de la production de pétrole brut et l'accroissement des charges d'exploitation;
- la contraction des volumes de vente de pétrole brut et de gaz naturel;
- l'accroissement des redevances.



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

- la diminution des frais de transport et de fluidification découlant d'une réduction des volumes de condensats nécessaires à la fluidification et de la baisse des prix des condensats, 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;
- l'accroissement du prix de vente réalisé moyen du pétrole brut découlant de la hausse des ventes aux États-Unis et d'un rétrécissement des écarts;
- les profits réalisés liés à la gestion des risques en amont de 7 M\$ (pertes de 330 M\$ en 2018).

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.

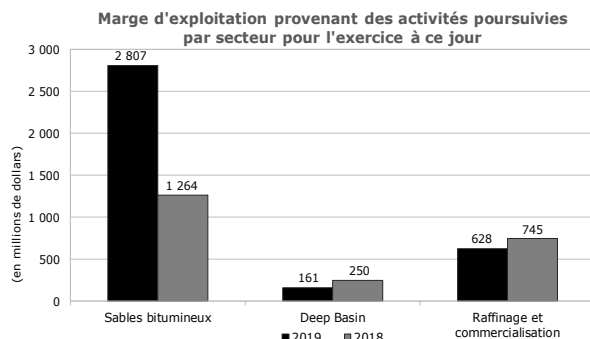
Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019 et 2018

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

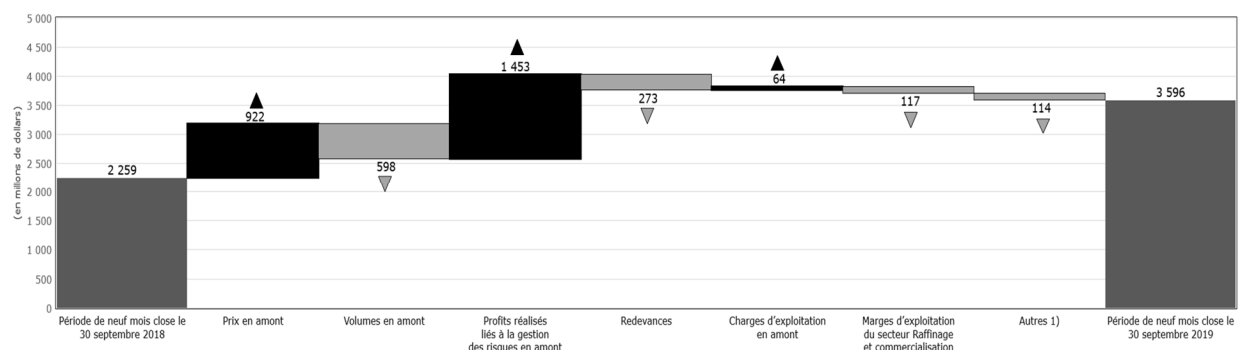
- l'accroissement du prix de vente moyen du pétrole brut découlant du rétrécissement des écarts et de la hausse des ventes aux États-Unis;
- la diminution des frais de transport et de fluidification découlant d'une réduction des volumes de condensats nécessaires pour la fluidification et de la baisse des prix des condensats, 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;
- les pertes réalisées liées à la gestion des risques en amont de 38 M\$ (pertes de 1 491 M\$ en 2018).

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

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



Variation de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies



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

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

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés constituent une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité d'une entreprise de financer ses programmes d'investissement et de s'acquitter de ses obligations financières. Ils s'entendent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte non tenu de la variation nette des autres actifs et des autres passifs et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Les éléments hors trésorerie du fonds de roulement 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.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾	2019	2018 ^{1), 2)}
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	834	1 259	2 545	1 669
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(21)	(15)	(55)	(50)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(61)	297	(446)	9
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	916	977	3 046	1 710

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 moins élevés au troisième trimestre de 2019 qu'en 2018 à cause de la baisse de la marge d'exploitation, mentionnée plus haut. Ce facteur a été en partie contrebalancé par la diminution des charges financières et des frais généraux et frais d'administration. Au troisième trimestre de 2019, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement s'explique par un accroissement des stocks et une réduction des créditeurs, facteurs en partie annulés par une diminution des débiteurs et de l'impôt sur le résultat à recouvrer. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement était essentiellement imputable à la diminution des débiteurs et de l'impôt sur le résultat à recouvrer, neutralisée en partie par l'accroissement des stocks.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont été plus élevés depuis le début de l'exercice 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 de 72 M\$ des frais de location par suite essentiellement de l'adoption d'IFRS 16 et des indemnités de départ de 48 M\$ comptabilisées en 2018 et de la diminution des charges financières. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une diminution du produit d'impôt exigible. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement s'explique principalement par un accroissement des stocks et une augmentation des débiteurs, facteurs en partie annulés par une baisse de l'impôt sur le résultat à recouvrer et une augmentation des créditeurs. En 2018, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement s'expliquait principalement par la baisse de l'impôt sur le résultat à recouvrer et l'augmentation des créditeurs, facteurs atténués par la hausse des stocks.

Résultat d'exploitation

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾	2019	2018 ¹⁾
Résultat provenant des activités poursuivies, avant impôt	239	(507)	1 314	(1 969)
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ²⁾	9	(247)	157	(508)
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation ³⁾	87	(172)	(529)	297
(Profit) perte à la sortie d'actifs	3	795	7	794
Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies, avant impôt	338	(131)	949	(1 386)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	54	(90)	329	(301)
Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies	284	(41)	620	(1 085)
Résultat d'exploitation provenant des activités abandonnées	-	(1)	-	28
Total du résultat d'exploitation	284	(42)	620	(1 057)

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, 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.

Le bénéfice d'exploitation provenant des activités poursuivies a augmenté au troisième trimestre de 2019 par rapport à 2018 surtout en raison d'une provision de 630 M\$ au titre de contrats déficitaires comptabilisée en 2018. L'augmentation du bénéfice a été annulée en partie par la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés, mentionnée plus haut, un profit de 17 M\$ au titre de la réévaluation du paiement éventuel comparativement à un profit de 83 M\$ en 2018 et l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Pour les neuf premiers mois de 2019, le bénéfice d'exploitation provenant des activités poursuivies a augmenté par rapport à celui 2018 surtout en raison de la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés, mentionnée plus haut, d'une provision de 692 M\$ au titre de contrats déficitaires comptabilisée en 2018, d'une perte de 137 M\$ au titre de la réévaluation du paiement éventuel comparativement à une perte de 411 M\$ en 2018, et de la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement. L'augmentation du bénéfice d'exploitation de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 a été en partie contrée par des pertes de change réalisées de 279 M\$ au rachat de billets non garantis, comparativement à des pertes de 20 M\$ en 2018.

Résultat net

(en millions de dollars)

Résultat net provenant des activités poursuivies des périodes closes le 30 septembre 2018¹⁾

Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :

Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies

Activités non sectorielles et éliminations

Profit (perte) latent lié à la gestion des risques

Profit (perte) de change latent

Réévaluation du paiement éventuel

Profit (perte) à la sortie d'actifs

Charges²⁾

Amortissement et épuisement

Coûts de prospection

Produit (charge) d'impôt sur le résultat

Résultat net provenant des activités poursuivies des périodes closes le 30 septembre 2019

	Trimestres	Périodes de neuf mois
	(242)	(1 566)
	(111)	1 337
	(256)	(665)
	(284)	859
	(66)	274
	792	787
	689	628
	(19)	65
	1	(2)
	(317)	364
	187	2 081

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) Tiennent 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 187 M\$ provenant des activités poursuivies au troisième trimestre de 2019 a augmenté par rapport à 2018 principalement en raison d'une perte de 795 M\$ avant impôt (526 M\$ après impôt) liée à la sortie de CPP en 2018 et du résultat d'exploitation plus élevé mentionné plus haut.

Cette augmentation du résultat net provenant des activités poursuivies a été en partie annulée par les facteurs suivants :

- une charge d'impôt différée de 46 M\$ contre un produit d'impôt différé de 255 M\$ en 2018;
- des pertes de change autres que d'exploitation de 87 M\$ par rapport à des profits de 172 M\$ en 2018;
- des pertes latentes de 9 M\$ liées à la gestion des risques, comparativement à des profits latents de 247 M\$ à ce titre en 2018.

Le résultat net de 2 081 M\$ provenant des activités poursuivies pour les neuf premiers mois de 2019 a augmenté par rapport à la période correspondante de 2018 en raison du résultat d'exploitation plus élevé mentionné plus haut, des profits de change autres que d'exploitation de 529 M\$ contre des pertes de 297 M\$ en 2018, de la perte à la sortie de CPP en 2018 ainsi que d'un produit d'impôt différé de 790 M\$ contre un produit de 304 M\$ en 2018. En 2019, nous avons comptabilisé un produit d'impôt différé de 663 M\$ découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta et un produit de 387 M\$ attribuable à une augmentation de la base fiscale de nos actifs de raffinage. La hausse du résultat net a été en partie contrée par des pertes de change latentes de 157 M\$ comparativement à des profits de 508 M\$ en 2018.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018, la perte nette découlant des activités abandonnées s'est établie à 1 M\$. Le résultat net de 253 M\$ provenant des activités abandonnées de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 comprenait un profit après impôt de 225 M\$ sur la sortie des actifs de Suffield au premier trimestre de 2018.

Total des dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾	2019	2018 ¹⁾
Sables bitumineux	152	176	502	718
Deep Basin	14	22	36	193
Raffinage et commercialisation	87	59	214	147
Activités non sectorielles et éliminations	41	14	107	29
Dépenses d'investissement liées aux activités poursuivies	294	271	859	1 087
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	-	-	-	-
Total des dépenses d'investissement²⁾	294	271	859	1 087

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.

Les dépenses d'investissement de 2019 ont visé essentiellement les investissements de maintien et d'entretien nécessaires aux activités commerciales existantes, des dépenses minimales ayant été affectées à la croissance. Les dépenses d'investissement ont augmenté au troisième trimestre de 2019 par rapport à 2018, ce qui reflète une hausse des investissements dans les projets de transport ferroviaire et les programmes d'infrastructure de la société. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, les dépenses d'investissement ont été inférieures à celles de 2018, ce qui reflète la révision à la baisse de notre programme d'investissement, la diminution des dépenses consacrées à la phase G de Christina Lake, achevée en mars 2019, et la contraction du programme d'investissements visant les puits de maintien. Les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont été axées sur les investissements de maintien portant sur la production existante et les puits stratigraphiques visant à déterminer l'emplacement des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien. Les dépenses d'investissement du Deep Basin ont été consacrées surtout aux équipements des plateformes d'exploitation et des puits, aux raccordements ainsi qu'à des activités d'investissement de maintien.

Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté pour la période écoulée depuis le début de l'exercice en raison des investissements accrus consacrés à l'amélioration des rendements et à des projets d'investissement de maintien, ainsi que de la hausse des dépenses destinées à des initiatives de transport ferroviaire et à des infrastructures stratégiques.

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

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

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 à Hardisty, 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 notre plus grande priorité, 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 atteignons notre cible de dette nette à long terme de 5,0 G\$. Ce niveau de dette nette se rapproche d'un ratio dette nette/BAIIA de 2 au creux du cycle des prix des marchandises. À mesure que nous approcherons de notre dette nette cible à long terme, 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 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)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾	2019	2018 ¹⁾
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	916	977	3 046	1 710
Total des dépenses d'investissement ²⁾	294	271	859	1 087
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ^{2), 3)}	622	706	2 187	623
Dividendes en numéraire	60	61	183	183
	562	645	2 004	440

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.

En outre, nous continuons d'évaluer d'autres occasions commerciales ou financières, notamment des moyens pour dégager des flux de trésorerie de notre portefeuille actuel. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement et les dividendes en numéraire de 2019 seront financés à l'aide des flux de trésorerie générés en interne et des fonds en caisse.

SECTEURS À PRÉSENTER

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

Sables bitumineux, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de bitume dans le nord-est de l'Alberta. Les actifs liés au bitume de Cenovus comprennent Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, ainsi que d'autres projets encore aux premiers stades de la mise en valeur.

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.

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

Activités non sectorielles et éliminations, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, administratives, de financement et de recherche. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur à présenter auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations comprennent les ajustements au titre de la consommation interne 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 au prix de cession interne en fonction des prix du marché courants.

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)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Sables bitumineux	2 386	2 717	7 352	8 134
Deep Basin	135	203	481	652
Raffinage et commercialisation	2 420	3 126	7 958	8 135
Activités non sectorielles et éliminations	(205)	(189)	(448)	(622)
	4 736	5 857	15 343	16 299

SABLES BITUMINEUX

Au troisième trimestre de 2019, nous avons :

- géré le total de la production pour qu'il respecte la réduction obligatoire;
- réalisé une marge d'exploitation de 917 M\$, soit une hausse de 235 M\$ découlant d'une augmentation des prix de vente réalisés moyens, d'une diminution des frais de transport et de fluidification et de profits réalisés liés à la gestion des risques de 7 M\$ contre des pertes de 323 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 27,82 \$ le baril, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques;
- vendu environ le tiers de notre production tirée des sables bitumineux à des lieux de vente situés à l'extérieur de l'Alberta;
- utilisé notre parc de wagons loués pour acheminer 62 789 barils par jour vers des lieux de vente situés à l'extérieur de l'Alberta, ce qui nous a permis de profiter de prix plus élevés.

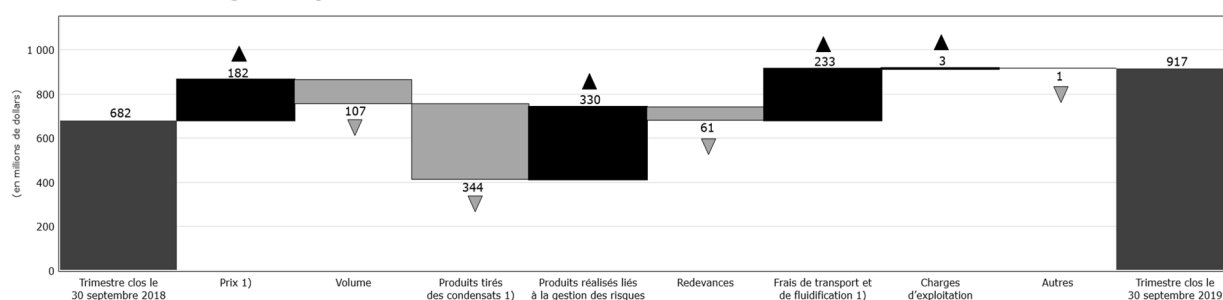
Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2019 et 2018

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	2 722	2 992
Déduire : Redevances	336	275
Produits des activités ordinaires	2 386	2 717
Charges		
Transport et de fluidification	1 249	1 482
Activités d'exploitation	227	230
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(7)	323
Marge d'exploitation	917	682
Dépenses d'investissement	152	176
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	765	506

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 traitée. 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

Au troisième trimestre de 2019, le prix de vente réalisé moyen du pétrole brut a monté, passant à 54,94 \$ le baril (49,38 \$ le baril en 2018). En effet, même si le prix du WTI a diminué de 13,05 \$ US le baril, pour s'établir à 56,45 \$ US le baril, l'écart de prix entre le WTI et le WCS s'est amoindri de 10,01 \$ US le baril, pour se chiffrer à un escompte de 12,24 \$ US le baril (22,25 \$ US le baril en 2018), et l'écart entre le WCS et le Christina Dilbit Blend (« CDB ») s'est aussi rétréci, pour s'établir à un escompte de 2,00 \$ US le baril (2,92 \$ US le baril en 2018). Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2019, nous avons vendu environ le tiers de notre production à des lieux de vente situés à l'extérieur de l'Alberta, ce qui a contribué à accroître notre prix de vente réalisé.

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. La prime des prix du WCS en regard de ceux des condensats a diminué de 11,76 \$ US le baril, pour s'établir à 7,81 \$ US le baril (prime de 19,57 \$ US le baril en 2018), ce qui a accru encore notre prix de vente réalisé moyen du pétrole brut.

Volumes de production

(b/j)	Trimestres clos les 30 septembre		
	2019	Variation (%)	2018
Foster Creek	156 527	(5)	163 939
Christina Lake	198 068	(7)	212 733
	354 595	(6)	376 672

Au troisième trimestre de 2019, les niveaux de la production tirée des sables bitumineux ont diminué aux deux raffineries par rapport à ceux de 2018, par suite de l'imposition par le gouvernement d'un programme de réduction de la production.

Condensats

Le bitume que nous produisons doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport par pipeline ou par train en vue de sa commercialisation. Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. Étant donné le rétrécissement de l'écart entre le WCS et les condensats au troisième trimestre de 2019, la proportion du coût des condensats récupéré a augmenté. Le total des volumes de condensats utilisés a diminué par suite de la baisse des volumes de vente.

Redevances

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.

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.

Le stade de récupération des coûts est atteint dès que le cumul des produits des activités ordinaires du projet dépasse le cumul des coûts déductibles 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.

Taux de redevance réels

(en pourcentage)	Trimestres clos les 30 septembre	
	2019	2018
Foster Creek	21,8	24,9
Christina Lake	24,2	11,4

Les redevances ont augmenté de 61 M\$ au troisième trimestre de 2019 par rapport à 2018, parce que Christina Lake a atteint le stade de récupération des coûts en août 2018 et que les prix de vente réalisés du pétrole brut ont monté. 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). En 2019, nos redevances ont été calculées en fonction des profits nets.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont diminué de 233 M\$ par rapport à ceux du troisième trimestre de 2018. Les frais de fluidification ont baissé surtout grâce à la diminution des prix des condensats au troisième trimestre de 2019 par rapport à 2018 et à une réduction des volumes de condensats requis imputable à la production moindre.

Les frais de transport ont augmenté surtout à cause de la hausse des coûts du transport ferroviaire et des tarifs pipeliniers occasionnée par l'accroissement des volumes vendus à des lieux situés aux États-Unis. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, environ le tiers de notre production a été vendu à l'extérieur de l'Alberta, dont 62 789 barils par jour ont été acheminés aux lieux de vente par transport ferroviaire (néant en 2018).

Frais de transport unitaires

À Foster Creek, les frais de transport se sont élevés à 13,18 \$ le baril; leur augmentation s'explique par la proportion accrue de nos ventes expédiées par train et l'accroissement des tarifs pipeliniers lié aux ventes accrues aux États-Unis, ainsi que par la diminution du total des volumes de vente. À Christina Lake, les frais de transport se sont établis à 7,20 \$ le baril, ce qui est supérieur à ceux de 2018 à cause de la proportion accrue de notre production acheminée par train vers les États-Unis et de la diminution du total des volumes de vente, facteurs en partie compensés par la baisse des tarifs pipeliniers. L'acheminement de nos volumes vers des destinations aux États-Unis, par pipeline ou par train, nous permet d'obtenir de meilleurs prix.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au troisième trimestre de 2019 ont été la main-d'œuvre, le carburant, les produits chimiques et les réparations et la maintenance. Le total des charges d'exploitation a diminué de 3 M\$, surtout en raison de la baisse des coûts du carburant par suite de la diminution des prix du gaz naturel et de la réduction des coûts des produits chimiques, facteurs en partie contrés par la hausse des coûts liés aux gaz à effet de serre et des coûts de la main-d'œuvre, des réparations et de la maintenance.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 septembre		
	2019	Variation (%)	2018 ¹⁾
Foster Creek			
Carburant	1,64	2	1,60
Autres coûts	6,36	8	5,88
Total	8,00	7	7,48
Christina Lake			
Carburant	1,21	(16)	1,44
Autres coûts	4,75	7	4,42
Total	5,96	2	5,86
Total	6,90	5	6,59

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, les coûts du carburant par baril ont légèrement augmenté au troisième trimestre de 2019 par suite surtout de la baisse des volumes de vente, en partie annulée par la diminution des prix du gaz naturel et la réduction de la consommation de carburant. Toujours à Foster Creek, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont augmenté par rapport à 2018, en raison de la diminution des volumes de vente, de la hausse des coûts liés aux gaz à effet de serre, de l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre et d'un accroissement des coûts de réparation et de maintenance, facteurs compensés en partie par la baisse des coûts des produits chimiques.

À Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont diminué en raison du volume moindre de diluants brûlés comme carburant et de la baisse des prix du gaz naturel, facteurs en partie annulés par la diminution des volumes de vente et la consommation accrue de carburant. À Christina Lake, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont augmenté par rapport à 2018 en raison de la baisse des volumes de vente et de l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre, qui ont été en partie annulés par la réduction des coûts des produits chimiques découlant de la diminution de la production.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	2019	2018 ²⁾	2019	2018 ²⁾
Prix de vente	58,89	53,35	51,62	46,07
Redevances	9,90	11,81	10,62	4,64
Transport et fluidification	13,18	6,63	7,20	5,70
Charges d'exploitation	8,00	7,48	5,96	5,86
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	27,81	27,43	27,84	29,87
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	0,13	(8,46)	0,27	(9,94)
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	27,94	18,97	28,11	19,93

1) Les prix nets opérationnels tiennent compte de la marge d'exploitation 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 ».

Gestion des risques

Les positions de gestion des risques du troisième trimestre de 2019 ont donné lieu à des profits réalisés de 7 M\$ (pertes réalisées de 323 M\$ en 2018), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient inférieurs aux prix contractuels de Cenovus.

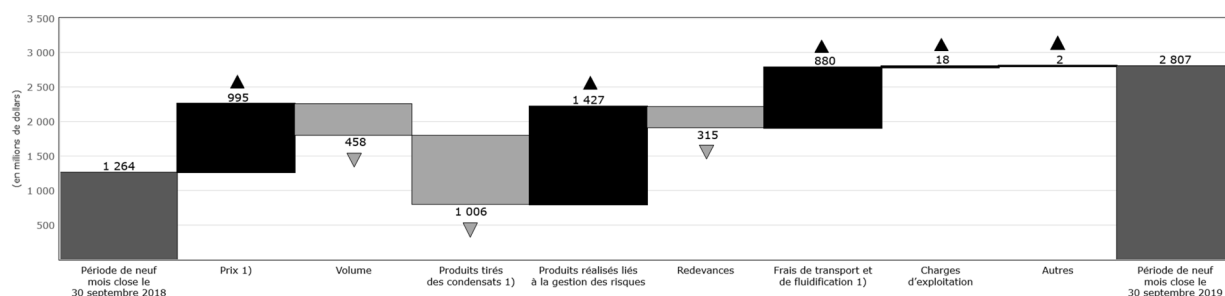
Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019 et 2018

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	8 179	8 646
Déduire : Redevances	827	512
Produits des activités ordinaires	7 352	8 134
Charges		
Transport et fluidification	3 736	4 616
Activités d'exploitation	771	789
(Profit) perte lié à la gestion des risques	38	1 465
Marge d'exploitation	2 807	1 264
Dépenses d'investissement	502	718
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	2 305	546

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

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, le prix de vente réalisé du pétrole brut a monté, passant à 55,82 \$ le baril comparativement à 45,15 \$ le baril en 2018. L'accroissement du prix que nous avons réalisé sur le pétrole brut reflète le rétrécissement de la prime des prix du WCS en regard de ceux des condensats, prime qui s'est établie à 7,49 \$ US le baril (21,41 \$ US le baril en 2018), et le rétrécissement de l'écart WCS-CDB, ainsi qu'une hausse des prix du WCS. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, nous avons vendu environ le quart de notre production à l'extérieur de l'Alberta, ce qui a contribué à accroître nos prix de vente réalisés.

Volumes de production

(b/j)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	Variation (%)
Foster Creek	158 888	(3)
Christina Lake	188 671	(11)
	347 559	(7)
		2018
		164 160
		211 141
		375 301

À Foster Creek et à Christina Lake, les niveaux de production ont été inférieurs à ceux de 2018 essentiellement en raison de la réduction de production obligatoire. En outre, les activités de révision prévues à Christina Lake au deuxième trimestre de 2019 ont donné lieu à une réduction de la production d'environ 2 555 barils par jour en 2019; cette réduction a cependant été atténuée par l'utilisation des installations de la phase G de Christina Lake et de la capacité de production de Foster Creek.

Redevances

Taux de redevance réels

(en pourcentage)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018
Foster Creek	17,4	19,5
Christina Lake	20,6	6,4

Pour les neuf premiers mois de l'exercice, les redevances ont augmenté de 315 M\$ par rapport à 2018. Les redevances ont augmenté parce que Christina Lake a atteint le stade de récupération des coûts en août 2018 et que les prix de vente réalisés ont monté. 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 880 M\$. La diminution des frais de fluidification est attribuable à la baisse des prix 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. En 2019, grâce à nos wagons, nous avons vendu 33 892 barils par jour de notre production à l'extérieur de l'Alberta (néant en 2018). L'acheminement de nos volumes vers des destinations aux États-Unis, par pipeline ou par wagons, nous permet d'obtenir de meilleurs prix.

Frais de transport unitaires

Les frais de transport unitaires de Foster Creek et de Christina Lake ont augmenté de 3,09 \$ le baril et de 1,01 \$ le baril, respectivement, en raison de l'augmentation des volumes de vente expédiés par train vers les États-Unis et de la diminution du total des volumes de vente par rapport à 2018.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de 2019 ont été les coûts de la main-d'œuvre, du carburant, des réparations et de la maintenance et des produits chimiques. Le total des charges d'exploitation a diminué de 18 M\$, mais les charges d'exploitation par baril ont augmenté, surtout en raison de la baisse des volumes de vente.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2018
	2019	Variation (%)	
Foster Creek			
Carburant	2,30	11	2,08
Autres coûts	6,78	-	6,80
Total	9,08	2	8,88
Christina Lake			
Carburant	1,90	3	1,84
Autres coûts	5,50	19	4,63
Total	7,40	14	6,47
Total	8,18	8	7,54

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. Nous avons maintenu l'injection de vapeur aux niveaux précédant la réduction de production obligatoire. À Foster Creek, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril sont restées plutôt stables 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 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 réduction du traitement du soufre liée au volume.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	2019	2018 ²⁾	2019	2018 ²⁾
Prix de vente	59,04	49,10	53,02	41,97
Redevances	8,19	8,15	9,44	2,37
Transport et fluidification	10,76	7,67	6,16	5,15
Charges d'exploitation	9,08	8,88	7,40	6,47
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	31,01	24,40	30,02	27,98
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,35)	(13,82)	(0,45)	(14,43)
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	30,66	10,58	29,57	13,55

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 ».

Gestion des risques

Les positions de gestion des risques de 2019 ont donné lieu à des pertes réalisées de 38 M\$ (pertes réalisées de 1 465 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.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾	2019	2018 ¹⁾
Foster Creek	46	80	169	327
Christina Lake	84	81	279	356
	130	161	448	683
Autres ²⁾	22	15	54	35
Dépenses d'investissement³⁾	152	176	502	718

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, 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.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux se sont établies à 502 M\$ et ont été axées sur un programme de puits de maintien et de puits stratigraphiques moins ambitieux qu'en 2018 et sur l'achèvement de la construction de la phase G de Christina Lake. 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. Les dépenses d'investissement de Christina Lake ont augmenté au troisième trimestre de 2019 par rapport à 2018 en raison des dépenses accrues consacrées aux conditionnements, en partie compensées par la baisse des sommes affectées à la phase G de Christina Lake.

Travaux de forage

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Puits de forage stratigraphique bruts		Puits productifs bruts ¹⁾	
	2019	2018	2019	2018
Foster Creek	14	43	-	14
Christina Lake	18	63	11	29
	32	106	11	43
Autres	14	21	2	-
	46	127	13	43

1) Les paires de puits de drainage par gravité au moyen de la vapeur 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 avons mis à jour nos prévisions pour 2019 pour tenir compte de notre focalisation continue sur la discipline en matière de capital et des efficacités au chapitre des coûts repérées dans nos programmes d'investissement du secteur Sables bitumineux. La prévision a baissé par rapport aux estimations pour 2019 publiées le 23 avril 2019. Les dépenses d'investissement révisées pour l'exercice 2019 en ce qui concerne le secteur Sables bitumineux se situent désormais dans une fourchette prévisionnelle de l'ordre de 665 M\$ à 720 M\$. Nos prévisions mises à jour datées du 1^{er} octobre 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 230 M\$ et 250 M\$ en 2019. Nous entendons continuer de les consacrer à des investissements de maintien visant la production existante.

À Christina Lake, la société prévoit que les dépenses d'investissement s'établiront entre 350 M\$ et 370 M\$ en 2019 et seront axées sur les investissements de maintien. Les travaux de construction sur place de la phase G, d'une capacité nominale initiale de 50 000 barils par jour, se sont achevés à la fin du premier trimestre de 2019. Nous avons une certaine latitude quant à la date de mise en production progressive de cette phase. Nous prendrons en considération certains facteurs, à savoir si la réduction de production imposée est levée et que l'accès aux marchés ainsi que les prix de référence du pétrole lourd se sont améliorés de façon soutenue avant la mise en production progressive de la phase G.

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

En 2019, les dépenses d'investissement consacrées à la technologie et à diverses autres activités devraient se situer entre 70 M\$ et 80 M\$; elles viseront la mise en valeur de Marten Hills ainsi que 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.

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 attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées.

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.

Les actifs en construction et les actifs détenus en vue de la vente ne sont pas soumis à l'épuisement. D'autres renseignements sur la méthode comptable adoptée à l'égard de l'amortissement et de l'épuisement figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés de Cenovus au 31 décembre 2018 et les états financiers consolidés intermédiaires.

Au trimestre et à la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux s'est établie à 391 M\$ et à 1 127 M\$, respectivement. Elle a augmenté par rapport à 2018 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 des 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 du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 s'est établi à environ 11,15 \$ par bep (10,61 \$ par bep en 2018).

Des coûts de prospection de 1 M\$ et de 10 M\$ ont été comptabilisés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement (2 M\$ et 8 M\$, respectivement, en 2018).

DEEP BASIN

Au troisième trimestre de 2019, nous avons :

- produit un total de 93 901 bep par jour, comparativement à 118 920 bep par jour en 2018;
- réalisé une marge d'exploitation de 37 M\$;
- enregistré un prix net opérationnel de 3,73 \$ par bep, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, comparativement à 6,73 \$ par bep, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, en 2018;
- inscrit des charges d'exploitation moins élevées 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.

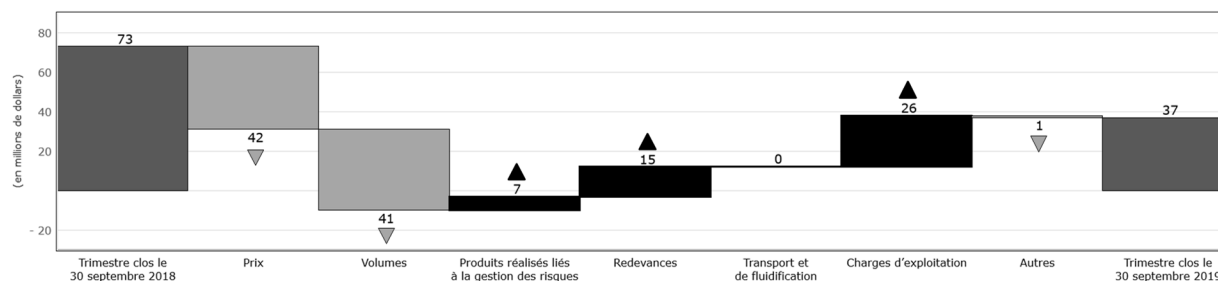
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾	2019	2018 ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	131	214	501	714
Déduire : Redevances	(4)	11	20	62
Produits des activités ordinaires	135	203	481	652
Charges				
Transport et fluidification	20	20	62	72
Activités d'exploitation	77	103	257	303
Taxes à la production et impôts miniers	1	-	1	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	7	-	26
Marge d'exploitation	37	73	161	250
Dépenses d'investissement	14	22	36	193
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	23	51	125	57

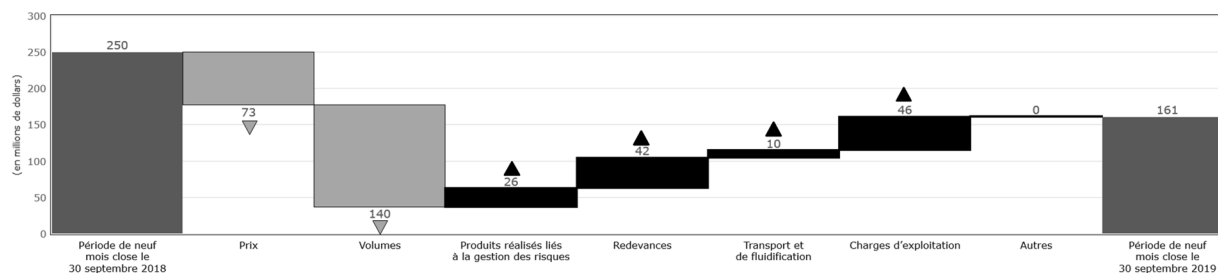
1) Nous avons adopté IFRS 16 au 1^{er} janvier 2019 selon la méthode rétrospective modifiée. Par conséquent, l'information comparative n'a pas été retraitée. Se reporter à la rubrique « Jugements, incertitudes relatives aux estimations et méthodes comptables d'importance critique ».

Variation de la marge d'exploitation

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2019 et 2018



Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019 et 2018



Produits des activités ordinaires

Prix

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Pétrole léger et moyen (\$/b)	68,53	73,00	66,08	73,37
LGN (\$/b)	22,16	41,40	26,08	40,44
Gaz naturel (\$/kpi ³)	1,21	1,31	1,82	1,62
Total d'équivalent de pétrole (\$/bep)	13,84	18,45	17,03	19,69

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, les produits des activités ordinaires tiennent compte de produits liés aux frais de traitement de 12 M\$ et de 42 M\$, respectivement (12 M\$ et 42 M\$, respectivement, 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. Les produits des activités ordinaires du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 ont diminué par rapport à 2018 à cause de la baisse des volumes et des prix.

Volumes de production

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Liquides				
Pétrole brut (b/j)	4 929	5 674	4 885	6 148
LGN (b/j)	21 175	26 595	21 950	27 770
	26 104	32 269	26 835	33 918
Gaz naturel (Mpi³/j)	407	520	432	546
Production totale (bep/j)	93 901	118 920	98 807	124 984
Production de gaz naturel (% par rapport au total)	72	73	73	73
Production de liquides (% par rapport au total)	28	27	27	27

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, la production a diminué par rapport à 2018 par suite des baisses naturelles découlant de la diminution des dépenses d'investissement, de la sortie de CPP et de la mise hors service temporaire de puits en raison de la faiblesse des prix du gaz. CPP a été vendue le 6 septembre 2018 et avait produit environ 6 990 bep par jour et 8 720 bep par jour au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement. La mise hors service temporaire de puits a donné lieu à une réduction de la production d'environ 4 990 bep par jour au troisième trimestre de 2019.

Redevances

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, le taux de redevance réel s'est établi à une valeur négative de 3,3 % pour les liquides et de 3,8 % pour le gaz naturel (9,5 % et valeur négative de 4,7 % en 2018, respectivement) parce que le crédit de redevance au titre de la déduction pour les liquides de gaz naturel et le gaz naturel était plus élevé que la charge de redevance en raison de la faiblesse des prix et des volumes. Pour la période de neuf mois close à la même date, le taux de redevance réel s'est établi à 8,6 % pour les liquides et à 0,7 % pour le gaz naturel (14,2 % et 1,9 %, respectivement, en 2018) en raison de la baisse des prix et de la production.

Charges

Transport

Les frais de transport unitaires ont augmenté par rapport à 2018 en raison de la réduction des volumes et de l'accroissement 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

Les principales composantes de nos charges d'exploitation ont été la main-d'œuvre, les réparations et la maintenance, les frais de traitement, les taxes foncières et les coûts de l'électricité. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, les charges d'exploitation se sont chiffrées en moyenne à 8,21 \$ par bep et à 8,83 \$ par bep, respectivement (8,89 \$ par bep et 8,31 \$ par bep, respectivement, en 2018). La diminution des charges d'exploitation unitaires du troisième trimestre est attribuable à la baisse des frais de traitement par des tiers découlant de la réduction de la production et de l'utilisation de notre infrastructure pour réduire les frais, ainsi qu'à la diminution des activités de réparation et de maintenance, des coûts de la main-d'œuvre et des coûts de l'électricité, facteurs annulés en partie par la réduction des volumes de vente. L'augmentation des charges d'exploitation unitaires pour les neuf premiers mois de l'exercice s'explique par la baisse des volumes de vente, qui a été contrée en partie

par la diminution des activités de réparation et de maintenance, la baisse des frais de traitement par des tiers découlant de la réduction de la production et de l'utilisation de notre infrastructure pour réduire les frais, ainsi que la diminution des coûts de la main-d'œuvre.

Prix nets opérationnels

(\$/bep)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾	2019	2018 ¹⁾
Prix de vente	13,84	18,45	17,03	19,69
Redevances	(0,41)	0,95	0,76	1,80
Transport et fluidification	2,28	1,85	2,29	1,99
Charges d'exploitation	8,21	8,89	8,83	8,31
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,03	0,03	0,03
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	3,73	6,73	5,12	7,56
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	-	(0,66)	(0,01)	(0,77)
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	3,73	6,07	5,11	6,79

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 du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 ont eu une incidence minimale (pertes réalisées de 7 M\$ et de 26 M\$, respectivement, en 2018).

Deep Basin – dépenses d'investissement

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, nous avons investi 14 M\$ et 36 M\$, respectivement, comparativement à 22 M\$ et à 193 M\$ pour les mêmes périodes de 2018. Les dépenses d'investissement ont été consacrées surtout aux équipements des plateformes d'exploitation et des puits, aux raccordements ainsi qu'à des activités d'investissement de maintien. En 2018, nous avons mis l'accent sur des installations et des infrastructures pour soutenir la production provenant de nos principales zones mises en valeur.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Forage et conditionnement	1	9	2	113
Installations	6	2	13	47
Autres	7	11	21	33
Dépenses d'investissement¹⁾	14	22	36	193

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

Activités de forage

Au troisième trimestre de 2019, aucun puits n'a été foré et depuis le début de l'exercice, nous avons procédé au raccordement d'un seul puits. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018, nous avons procédé au conditionnement de quatre puits et au raccordement de deux puits. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, nous avons effectué le forage de 13 puits horizontaux nets exploités et de deux puits non exploités, au conditionnement de 21 puits et au raccordement de 22 puits.

Dépenses d'investissement futures

Après de nouveaux ajustements apportés à notre programme d'investissement, nous avons mis à jour nos prévisions pour 2019. Les dépenses d'investissement du secteur Deep Basin devraient être de l'ordre de 50 M\$ à 60 M\$ en 2019. Nos prévisions datées du 1^{er} octobre 2019 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Nous avons poursuivi 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 stocks, le rythme de mise en valeur, les contraintes au chapitre des infrastructures, les seuils de rentabilité et les dépenses d'investissement limitées qui seront consacrées aux actifs. La direction est déterminée à mettre en valeur cette importante ressource, mais procédera à un rythme qui reflète le contexte actuel des prix des marchandises.

Amortissements et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui

est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à environ 8,90 \$ par bep et à 9,10 \$ par bep, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 (9,82 \$ par bep et 10,18 \$ par bep pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement).

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant à Deep Basin s'est chiffré à 78 M\$ et à 247 M\$, respectivement (95 M\$ et 406 M\$ en 2018). Cette diminution s'explique par la sortie de CPP au troisième trimestre de 2018 et la diminution du taux d'épuisement. Pour les neuf premiers mois de 2018, la charge d'amortissement et d'épuisement comprenait une perte de valeur de 100 M\$ relativement à l'unité génératrice de trésorerie de Clearwater, qui a été reprise au 31 décembre 2018.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Au troisième trimestre de 2019, nous avons :

- inscrit une production de pétrole brut de 465 000 barils par jour en moyenne, soit une baisse par rapport au troisième trimestre de 2018;
- généré une marge d'exploitation de 126 M\$, soit une baisse de 310 M\$ par rapport à 2018 imputable à un avantage moindre sur le pétrole brut, à une baisse des marges de craquage, à une réduction de la production de pétrole brut et à une augmentation des charges d'exploitation;
- 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, qui se sont chiffrés en moyenne à 64 773 barils par jour, comparativement à 43 018 barils par jour au troisième trimestre de 2018.

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	482	460	482	460
Production de pétrole brut (kb/j)	465	492	438	436
Pétrole brut lourd	185	204	174	190
Pétrole léger ou moyen	280	288	264	246
Produits raffinés (kb/j)	485	518	463	459
Essence	215	251	218	225
Distillats	169	170	162	169
Autres	101	97	83	65
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	96	107	91	95

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

Sur une base de 100 %, la capacité totale de raffinage des raffineries a été refixée à 482 000 barils bruts par jour de pétrole brut au 1^{er} janvier 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. La capacité à traiter divers types de pétrole brut permet aux raffineries d'intégrer la production de pétrole brut lourd de manière économique. Le traitement de pétrole brut moins coûteux nous procure un avantage sur le plan des coûts de la charge d'alimentation par rapport au traitement du WTI, car nous pouvons profiter de l'escompte du WCS 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 la charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer. Le taux d'utilisation du pétrole brut représente la totalité de pétrole brut que les raffineries traitent, exprimée en pourcentage de la capacité totale de traitement.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, le total de la production de pétrole brut et de produits raffinés a diminué par rapport au troisième trimestre de 2018 en raison d'interruptions de service non planifiées et du démarrage des travaux de révision prévus aux deux raffineries en septembre 2019. Cette diminution a été compensée en partie par la production de pétrole brut mensuelle record atteinte à Wood River en juillet. Depuis le début de l'exercice, la production de pétrole brut et de produits raffinés a augmenté par rapport à l'exercice précédent, car des révisions prévues et des interruptions de service non planifiées aux raffineries en 2019, notamment à cause d'un incendie dans une unité de distillation à Wood River au premier trimestre de 2019, ont eu une incidence moindre que les révisions de grande envergure prévues effectuées aux raffineries au premier trimestre de 2018.

Terminal de transport ferroviaire de pétrole brut

Nous continuons d'accroître le total des volumes de chargement ferroviaire à notre terminal de Bruderheim. Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2019, nous avons chargé en moyenne 64 773 barils par jour à nos installations de transport ferroviaire de pétrole brut de Bruderheim (45 154 barils par jour de nos volumes) comparativement à une moyenne de 43 018 barils par jour (33 315 barils par jour de nos volumes) au troisième trimestre de 2018. Depuis le début de l'exercice, nous avons chargé en moyenne 57 092 barils par jour (34 400 barils par jour de nos volumes) de notre terminal de Bruderheim comparativement à une moyenne de 27 092 barils par jour (20 799 barils par jour de nos volumes) en 2018.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾	2019	2018 ¹⁾
Produits des activités ordinaires	2 420	3 126	7 958	8 135
Produits achetés	2 042	2 483	6 646	6 664
Marge brute	378	643	1 312	1 471
Charges				
Charges d'exploitation	255	209	698	724
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(3)	(2)	(14)	2
Marge d'exploitation	126	436	628	745
Dépenses d'investissement	87	59	214	147
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	39	377	414	598

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 ».

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.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a diminué de 265 M\$ par rapport à la même période de 2018 à cause de la réduction de l'avantage sur le pétrole brut découlant du rétrécissement des écarts de prix sur le pétrole brut corrosif lourd et moyen, de la baisse des marges de craquage associée à la réduction des prix mondiaux du pétrole brut et des diminutions de la production de pétrole brut causées par les interruptions de service non planifiées et le démarrage des travaux de révision prévus aux deux raffineries. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a diminué de 159 M\$. Cette diminution est imputable à la réduction de l'avantage sur le pétrole brut découlant du rétrécissement des écarts de prix sur le pétrole brut corrosif lourd et moyen, facteur en partie annulé par l'accroissement des marges sur les produits à prix fixe causé par 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 4 M\$ et 39 M\$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, causée par l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, le coût des NIR s'est établi à 24 M\$ et à 73 M\$, respectivement (27 M\$ et 108 M\$, respectivement, en 2018). Si le coût associé aux NIR a baissé malgré l'augmentation des obligations en matière de volume en 2019, 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 sont la maintenance, la main-d'œuvre et les services publics. L'augmentation des charges d'exploitation au troisième trimestre de 2019 est imputable surtout à une hausse des coûts de la maintenance associés au démarrage des révisions prévues en septembre. La diminution des charges d'exploitation pour les neuf premiers mois de l'exercice est principalement attribuable au coût des activités de révision de grande envergure prévues effectuées en 2018.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾	2019	2018 ¹⁾
Raffinerie de Wood River	41	33	96	91
Raffinerie de Borger	25	26	82	54
Commercialisation	21	-	36	2
Dépenses d'investissement	87	59	214	147

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 du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 ont été axées surtout sur les projets d'amélioration du rendement en produits raffinés ainsi que les initiatives et les infrastructures ferroviaires stratégiques.

En 2019, nous prévoyons d'investir de 260 M\$ à 290 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 datées du 1^{er} octobre 2019 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Amortissements 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. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation s'est chiffrée à 65 M\$ et à 213 M\$, respectivement (56 M\$ et 165 M\$, respectivement, 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.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu, respectivement, à des pertes latentes liées à la gestion des risques de 9 M\$ (profits de 247 M\$ en 2018) et de 157 M\$ (profits de 508 M\$ en 2018).

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018 ¹⁾	2019	2018 ¹⁾
Frais généraux et frais d'administration	72	78	209	304
Provisions au titre de contrats déficitaires	(1)	630	(8)	692
Charges financières	138	183	376	489
Produits d'intérêts	(3)	(5)	(9)	(11)
(Profit) perte de change, montant net	88	(182)	(265)	307
Réévaluation du paiement éventuel	(17)	(83)	137	411
Frais de recherche	6	4	16	23
(Profit) perte à la sortie d'actifs	3	795	7	794
Autre (profit) perte, montant net	(11)	(11)	(4)	(11)
	275	1 409	459	2 998

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 ».

Charges

Frais généraux et frais d'administration

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre, les primes d'intéressement à long terme et la location de bureaux. Les frais généraux et frais d'administration du troisième trimestre de 2019 concordent avec ceux de la même période de 2018, car la réduction des frais de location par suite essentiellement de l'adoption d'IFRS 16 a été annulée en partie par la hausse des primes d'intéressement à long terme en 2019. Pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, les frais généraux et frais d'administration ont diminué de 95 M\$ grâce à la réduction de 72 M\$ des frais de location par suite essentiellement de l'adoption d'IFRS 16, à la réduction de l'effectif et aux indemnités de départ minimales versées en 2019 par rapport à 48 M\$ en 2018, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des primes d'intéressement à long terme.

Provision au titre de contrats déficitaires

En 2019, 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 le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, nous avons comptabilisé un recouvrement hors trésorerie de 1 M\$ et de 8 M\$, respectivement, 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 630 M\$ et de 692 M\$, respectivement, en 2018).

Charges financières

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur les emprunts à court terme, la dette à long terme et les obligations locatives (au 1^{er} janvier 2019) ainsi que de l'escompte ou de la prime au remboursement de la dette à long terme et de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Les charges financières ont diminué de 45 M\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 par rapport à 2018 en raison de l'importante réduction de la dette totale, en partie contrebalancée par une hausse de 20 M\$ des intérêts liés aux obligations locatives découlant de l'adoption d'IFRS 16. Les charges financières ont diminué de 113 M\$ pour les neuf premiers mois de 2019 par rapport à 2018 en raison de l'importante réduction de la dette totale, qui a entraîné une baisse de la charge d'intérêts, et de l'actualisation de 64 M\$ au rachat de billets non garantis en 2019. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une hausse de 59 M\$ des intérêts liés aux obligations locatives découlant de l'adoption d'IFRS 16.

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 5,2 % et de 5,1 % pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement (5,1 % en 2018).

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
(Profit) perte de change latent	88	(196)	(560)	299
(Profit) perte de change réalisé	-	14	295	8
	88	(182)	(265)	307

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, des pertes de change latentes de 88 M\$ et des profits de change latents de 560 M\$, respectivement, ont été comptabilisés principalement par suite de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Au 30 septembre 2019, le dollar canadien par rapport au dollar américain s'était déprécié en regard du taux au 30 juin 2019 et apprécié par rapport au taux au 31 décembre 2018. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, des pertes de change réalisées de 295 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 notre production tirée des sables bitumineux, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips Company et à certaines de ses filiales (« ConocoPhillips ») au cours des cinq années suivant la date de clôture de l'acquisition, le 17 mai 2017, des actifs du Deep Basin de ConocoPhillips et de la participation de 50 % que cette dernière détenait dans FCCL Partnership (l'« acquisition ») pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut 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. Les paiements éventuels ne sont pas plafonnés. Le calcul comporte un mécanisme d'ajustement tenant compte de certaines interruptions de production importantes à Foster Creek et à Christina Lake, qui pourrait réduire le montant d'un paiement éventuel.

Le paiement éventuel est comptabilisé à titre d'option financière. La juste valeur de 130 M\$ au 30 septembre 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 seront imputées au résultat net. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, un profit au titre de la réévaluation hors trésorerie de 17 M\$ a été comptabilisé et, pour la période de neuf mois close à la même date, c'est une perte de 137 M\$ qui a été comptabilisée au titre de la réévaluation.

Le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement éventuel est de 42,75 \$ le baril. Les prix à terme trimestriels estimatifs du WCS pour la durée résiduelle de l'entente sont de l'ordre d'environ 38,30 \$ à 52,10 \$ le baril.

Activités non sectorielles – Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement de 107 M\$ engagées pour les neuf premiers mois de 2019 étaient axées surtout sur la construction des locaux à bureaux à Brookfield Place et les technologies de l'information.

En 2019, nous prévoyons d'investir entre 150 M\$ et 165 M\$, surtout pour la construction des locaux à bureaux à Brookfield Place. Nos prévisions datées du 1^{er} octobre 2019 peuvent être consultées sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Amortissements et épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, les améliorations locatives et le mobilier de bureau. Les actifs non sectoriels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs en question, qui va de 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 24 M\$ au troisième trimestre de 2019 (14 M\$ en 2018) et à 81 M\$ depuis le début de l'exercice (43 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 des droits d'utilisation.

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Charge d'impôt exigible				
Canada	10	(15)	22	(108)
États-Unis	(4)	5	1	9
Charge (produit) d'impôt exigible	6	(10)	23	(99)
Charge (produit) d'impôt différé	46	(255)	(790)	(304)
Total de la charge (du produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies	52	(265)	(767)	(403)

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 de 23 M\$ a été comptabilisée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 alors qu'un produit d'impôt l'avait été en 2018 en raison d'un report rétrospectif de pertes qui avait permis de récupérer une partie de l'impôt payé pour des exercices antérieurs.

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 663 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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.

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.

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 28 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018. Un profit sur les activités abandonnées, après impôt, de 225 M\$ avait été comptabilisé à la vente.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation – activités poursuivies	834	1 258	2 545	1 630
Activités d'exploitation – activités abandonnées	-	1	-	39
Total pour les activités d'exploitation	834	1 259	2 545	1 669
Activités d'investissement – activités poursuivies	(343)	305	(966)	(649)
Activités d'investissement – activités abandonnées	-	(5)	-	409
Total pour les activités d'investissement	(343)	300	(966)	(240)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	491	1 559	1 579	1 429
Activités de financement	(100)	(68)	(1 888)	(204)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	(18)	(2)	(35)	30
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	373	1 489	(344)	1 255
			30 septembre 2019	31 décembre 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie			437	781
Facilité engagée et n'ayant fait l'objet d'aucuns prélèvement			4 500	4 500

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation ont diminué en raison principalement de la baisse de la marge d'exploitation et des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, comme il est indiqué à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. La diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a été partiellement contrebalancée par la baisse des charges financières, analysée à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont augmenté surtout en raison des facteurs suivants :

- l'accroissement de la marge d'exploitation, comme il est indiqué à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion;
- la diminution des frais généraux et frais d'administration du fait de la réduction de 72 M\$ des frais de location, par suite essentiellement de l'adoption d'IFRS 16, et des indemnités de départ de 48 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 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 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 412 M\$ au 30 septembre 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

Au troisième trimestre de 2019, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont été supérieures à celles du même trimestre de 2018 en raison de l'augmentation des dépenses d'investissement et des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. En 2018, nous avons reçu une somme de 625 M\$ à la sortie de CPP.

Pour les neuf premiers mois de l'exercice, 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 en 2018 et des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, nous avons remboursé 1,3 G\$ US de billets non garantis, pour une contrepartie de 1,2 G\$ US en trésorerie (1,6 G\$). La dette totale au 30 septembre 2019 s'établissait à 7 239 M\$ (9 164 M\$ au 31 décembre 2018). Après le 30 septembre 2019, nous avons remboursé intégralement les effets non garantis à 5,70 % arrivant à échéance, dont le solde du capital s'établissait à 500 M\$ US, et remboursé un montant supplémentaire de 13 M\$ US sur nos effets non garantis à 4,45 % échéant le 15 septembre 2042, pour une contrepartie en trésorerie de 13 M\$ US.

Au 30 septembre 2019, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

Dividendes

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, la société a versé un dividende de 0,05 \$ par action ordinaire, soit 60 M\$, et de 0,15 \$ par action ordinaire, soit 183 M\$, respectivement (0,05 \$ par action ordinaire, soit 61 M\$, et 0,15 \$ par action ordinaire, soit 183 M\$, en 2018). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres. Le 2 octobre 2019, nous avons annoncé une hausse de 25 % du dividende, qui passera à 0,0625 \$ par action pour le quatrième trimestre de 2019 et sera payable le 31 décembre 2019 aux détenteurs d'actions ordinaires inscrits le 13 décembre 2019.

Sources de liquidités disponibles

La société prévoit que les flux de trésorerie tirés de ses activités en amont et de celles liées au raffinage suffiront à financer la totalité de ses besoins en trésorerie en 2019. Tout manque à gagner éventuel pourra être financé par l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt, y compris des prélèvements sur notre facilité de crédit, la gestion du portefeuille d'actifs et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à la société. Après le 30 septembre 2019, 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 30 septembre 2019 :

(en millions de dollars)

	Échéance	Montant
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	437
Facilité de crédit engagée – tranche A ¹⁾	Novembre 2022	3 300
Facilité de crédit engagée – tranche B ²⁾	Novembre 2021	1 200

1) Prorogée au 30 novembre 2023, avec prise d'effet le 23 octobre 2019.

2) Prorogée au 30 novembre 2022, avec prise d'effet le 23 octobre 2019.

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\$. Avec prise d'effet le 23 octobre 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 30 septembre 2019, aucun montant n'avait été prélevé sur la facilité de crédit engagée.

Prospectus préalable de base

Le 19 septembre 2019, nous avons déposé un prospectus préalable de base qui nous permet d'émettre à l'occasion, au Canada, aux États-Unis ou ailleurs, là où la loi l'autorise, des titres d'emprunt, des actions ordinaires, des actions préférentielles, des reçus de souscription, des bons de souscription, des contrats d'achat d'actions et des unités, d'un montant pouvant aller jusqu'à 5,0 G\$ US ou l'équivalent dans d'autres devises. ConocoPhillips peut également offrir et vendre, à l'occasion, si elle le souhaite, les actions ordinaires qu'elle a acquises dans le cadre de l'acquisition. Le prospectus préalable de base est en vigueur jusqu'en octobre 2021 et remplace notre prospectus préalable de base de 7,5 G\$ US, qui aurait expiré en novembre 2019. Les émissions effectuées aux termes du prospectus sont assujetties aux conditions du marché.

Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette nette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/capitaux permanents. Les mesures hors PCGR 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; 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.

	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	26	32
Ratio dette nette/BAIIA ajusté ¹⁾	1,9x	5,9x

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

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 intermédiaires.

Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

Au 30 septembre 2019, environ 1 229 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (1 229 millions en 2018).

Se reporter à la note 23 des états financiers consolidés intermédiaires 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.

30 septembre 2019	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Actions ordinaires ¹⁾	1 228 828	s. o.
Options sur actions	31 823	24 058
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	17 104	1 506

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

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 intermédiaires et aux états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

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 3 des états financiers consolidés intermédiaires.

Au 30 septembre 2019, le total des engagements s'élevait à 23 G\$, dont une tranche de 22 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport et au stockage. Les engagements liés au transport, à hauteur de 13 G\$, sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés, mais ne sont pas encore en vigueur (14 G\$ au 31 décembre 2018). 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 131 M\$ et de 195 M\$, respectivement. Les contrats de location visant les wagons devraient commencer en 2019 et en 2020, leur durée étant de cinq à dix ans; les contrats de location visant les réservoirs de stockage devraient commencer en 2019 et en 2020, leur durée étant de trois à dix ans.

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 30 septembre 2019, des lettres de crédit en cours totalisant 367 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 intermédiaires.

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 30 septembre 2019, la juste valeur estimative du paiement conditionnel s'établissait à 130 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

Pour bien comprendre les risques auxquels est exposée Cenovus, il faut lire la présente analyse en parallèle avec la rubrique portant sur la gestion des risques et les facteurs de risque du rapport de gestion annuel de 2018.

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

Les paragraphes qui suivent présentent une mise à jour des risques auxquels la société est exposée en ce qui a trait aux prix des marchandises.

Prix des marchandises

Les fluctuations des prix des marchandises et des prix des produits raffinés influent sur la situation financière de la société, son résultat d'exploitation, ses flux de trésorerie, sa croissance, sa capacité de mobiliser des capitaux et le coût des emprunts qu'elle contracte.

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 24 et 25 des états financiers consolidés intermédiaires présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels a recours la société, 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.

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 de 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 augmentent. Ces risques sont gérés au moyen de limites de couverture examinées chaque année par le conseil, comme l'exige la politique de réduction des risques associés aux marchés.

Incidence des activités de gestion des risques financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre					
	2019			2018		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(7)	9	2	330	(237)	93
Raffinage	(3)	-	(3)	(2)	5	3
Taux d'intérêt	-	-	-	-	(15)	(15)
Change	1	-	1	(3)	-	(3)
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(9)	9	-	325	(247)	78
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	2	(1)	1	(87)	65	(22)
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	(7)	8	1	238	(182)	56

(en millions de dollars)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre					
	2019			2018		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	38	151	189	1 491	(457)	1 034
Raffinage	(14)	1	(13)	2	(1)	1
Taux d'intérêt	1	7	8	-	(50)	(50)
Change	(1)	(2)	(3)	(2)	-	(2)
(Profit) perte lié à la gestion des risques	24	157	181	1 491	(508)	983
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(7)	(38)	(45)	(404)	135	(269)
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	17	119	136	1 087	(373)	714

Au troisième trimestre de 2019, la société a inscrit des profits réalisés à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut, car les prix contractuels convenus étaient supérieurs aux prix de règlement. Pour les neuf premiers mois de 2019, la société a inscrit 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 de 9 M\$ et de 151 M\$ sur les instruments financiers liés au pétrole brut pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, en raison principalement de la réalisation des positions nettes et des variations des prix du marché.

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 par Cenovus dans les états financiers consolidés annuels et intermédiaires. Outre les questions analysées dans les états financiers consolidés annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 et le rapport de gestion annuel, la détermination de la durée des contrats de location aux termes d'IFRS 16 exige le recours au jugement critique.

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 d'un contrat de location. 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. Aucun changement n'est survenu dans les principales sources d'incertitude relative aux estimations au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019.

D'autres renseignements se trouvent dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Changements de méthodes comptables

Contrats de location

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 12 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 des neuf premiers mois de 2019 comparativement à ce qu'ils auraient été si nous n'avions pas adopté cette norme :

- une diminution de 26 M\$ des produits achetés;
- une diminution de 57 M\$ des frais de transport et de fluidification;
- une diminution de 3 M\$ des charges d'exploitation;
- une diminution de 48 M\$ des frais généraux et frais d'administration;
- une augmentation de 112 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;
- une augmentation de 59 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 3 des états financiers consolidés intermédiaires.

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 intermédiaires.

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

Aucune norme, nouvelle ou modifiée, que la société serait tenue d'appliquer au cours de périodes à venir n'a été publiée au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière (le « CIIF ») au cours du trimestre clos le 30 septembre 2019 qui aurait eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur le CIIF.

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.

PERSPECTIVES

Pour le reste de 2019 et jusqu'à la fin de 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 risquent 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, comme le projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain, pour qu'ils puissent progresser rapidement. 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. Les restrictions imposées à la production devraient rester en vigueur d'ici la fin de 2019 et tout au long de 2020. L'accroissement de la production à la phase G de Christina Lake dépendra de la réduction de production imposée par le gouvernement, de l'augmentation de la capacité de transport ferroviaire de pétrole brut et de la réduction de la congestion des pipelines.

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 dynamique des engagements et des occasions d'accès aux marchés nous permet de concrétiser notre objectif qui consiste à atteindre une plus vaste clientèle afin d'obtenir un prix de vente plus élevé pour notre production de liquides. Nous continuons de prendre livraison de wagons pour concrétiser notre plan d'accroître les expéditions de pétrole brut par train pour les faire passer à 100 000 barils par jour environ d'ici la fin de 2019, tant que la construction des projets pipeliniers reste paralysée.

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.

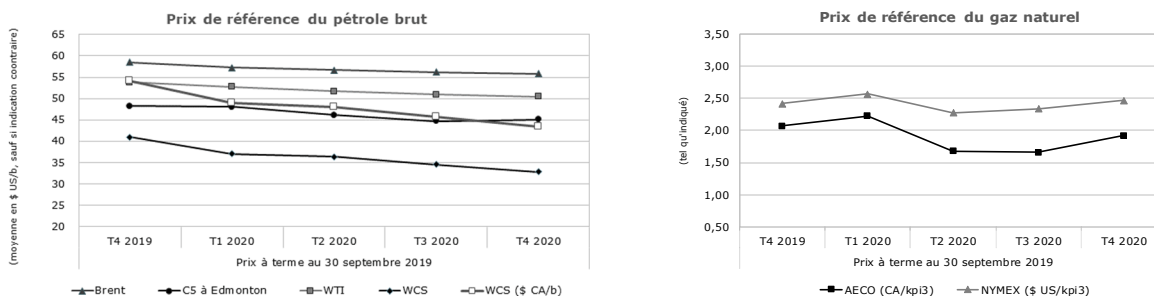
L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les 12 mois à venir.

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

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

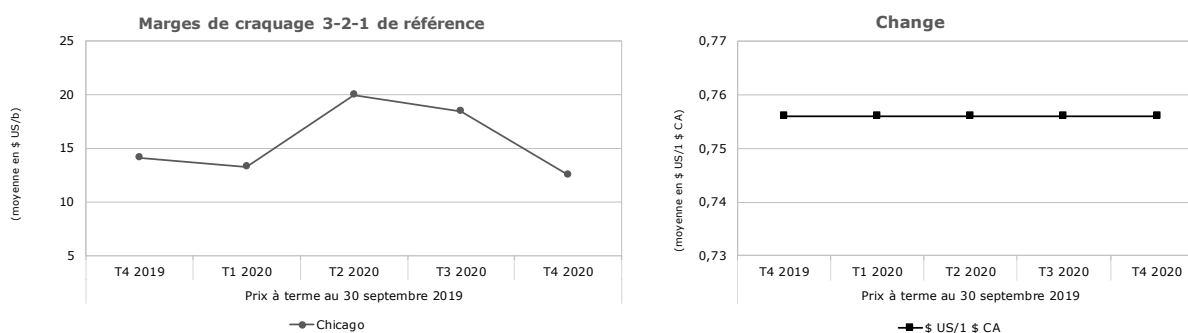
- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut léger dépendra principalement de la réaction de l'offre au contexte actuel des prix, des répercussions de toute perturbation éventuelle de l'offre et des conséquences sur la demande mondiale de l'aggravation des conflits commerciaux.
- Dans l'ensemble, la volatilité des prix du pétrole brut devrait s'accroître en raison de l'intensification des risques géopolitiques au Moyen-Orient et des ponctions pratiquées sur les stocks mondiaux servant à combler la production perdue de l'Arabie saoudite.
- La reconduction de la réduction de production par l'OPEP, la mise à exécution des sanctions contre l'Iran et le recul de la production vénézuélienne favoriseront le rétrécissement des écarts mondiaux entre le prix du pétrole léger et celui du pétrole lourd.
- Selon la société, l'écart WTI-WCS restera en grande partie relié 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'Organisation maritime internationale (l'« OMI ») sur le point d'être promulguée causera un élargissement de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, mais l'ampleur 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.



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. La Banque du Canada a relevé son taux de référence en octobre 2018, mais ne l'a pas refait depuis, ce qui marque une transition notable vers un ralentissement éventuel des hausses de taux futures.



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.

Priorités pour 2019 et plan d'affaires quinquennal

Nous avons récemment mis à jour notre plan d'affaires quinquennal. 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 régulière 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 d'atteindre notre dette nette cible intermédiaire de 7,0 G\$. Le désendettement demeure notre plus grande priorité et nous ciblons 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.

Le 2 octobre 2019, nous avons mis à jour nos prévisions pour 2019. Les dépenses d'investissement devraient se situer entre 1,1 G\$ et 1,2 G\$. La production liée aux sables bitumineux devrait s'établir entre 345 000 et 361 000 barils par jour en 2019, selon la durée de la réduction de production obligatoire ainsi que la poursuite de l'accélération de notre programme de transport ferroviaire de pétrole brut, qui devrait nous permettre d'expédier 100 000 barils par jour d'ici la fin de 2019. La majeure partie du budget d'investissement de 2019 est affectée au maintien de la production tirée des sables bitumineux. Étant donné la faiblesse actuelle des prix des marchandises et le maintien de notre objectif de réduction de la dette à court terme, nous adoptons une approche très méthodique à l'égard du Deep Basin dans une optique de réduction des coûts, d'amélioration de l'efficacité et de maximisation de la valeur. L'intégration demeure une partie importante de la stratégie globale de la société. Toutefois, certaines dépenses d'investissement seront aussi consacrées à l'amélioration de la fiabilité des raffineries.

Au 30 septembre 2019, l'encours de la dette nette se situait à 6,8 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 4,9 G\$ au 30 septembre 2019. Après le 30 septembre 2019, nous avons remboursé, intégralement et à l'échéance, les effets non garantis à 5,70 %, dont le solde du capital s'établissait à 500 M\$ US, et remboursé un montant supplémentaire de 13 M\$ US sur nos effets non garantis à 4,45 % échéant le 15 septembre 2042, pour une contrepartie en trésorerie de 13 M\$ US.

À long terme, nous visons toujours un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0 x. 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.

Le 2 octobre 2019, nous avons annoncé une hausse de 25 % du dividende, qui passera à 0,0625 \$ par action pour le quatrième trimestre de 2019 et sera payable le 31 décembre 2019 aux détenteurs d'actions inscrits le 13 décembre 2019. 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. Pour le reste de 2019, nous continuerons de rechercher des moyens d'améliorer les efficacités à l'échelle de Cenovus afin de réduire encore les dépenses d'investissement, les charges d'exploitation et les frais généraux et frais d'administration. Nous nous attendons aussi à réaliser des économies supplémentaires grâce aux améliorations touchant des aspects comme l'exécution des forages, la planification de la mise en valeur et l'optimisation de l'échéancier de mise en service des puits de sables bitumineux. Notre capacité de procéder à des améliorations durables et structurelles relativement aux coûts et aux marges viendra soutenir encore davantage notre plan d'affaires, notre capacité d'adaptation financière et notre capacité de générer de la valeur pour les actionnaires.

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

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

Information prospective

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

L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « viser », « prévoir », « croire », « estimer », « déterminé à », « s'engager à », « planifier », « projeter », « favoriser », « avenir », « futur », « prévision », « cibler », « positionnement », « capacité », « pouvoir », « accent », « perspective », « indication », « éventuel », « priorité », « souhaiter », « sur la bonne voie », « stratégie », « à terme » ou des expressions analogues ainsi qu'à l'emploi du futur ou du conditionnel et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : notre stratégie et ses étapes déterminantes; les échéanciers et les mesures à prendre; notre objectif de maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts; notre volonté de réaliser les meilleures marges bénéficiaires; les plans que nous avons établis afin de conserver et de confirmer notre approche disciplinée en matière de finance en respectant l'équilibre entre la croissance et le rendement des actionnaires; notre cible de croissance du dividende 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; les projections pour 2019 et par la suite et nos plans et stratégies élaborés pour leur réalisation; les prévisions à l'égard des taux de change et de leurs tendances; les occasions futures

de mise en valeur du pétrole et du gaz naturel; le résultat d'exploitation et 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 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 2019; la production future attendue, notamment le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci; l'effet de la réduction de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta; notre capacité à prendre des mesures pour atténuer les répercussions de tout élargissement des écarts de prix entre le WTI et le WCS; la prévision qu'en 2019, nos dépenses d'investissement et les dividendes en numéraire, le cas échéant, seront financés à l'aide des flux de trésorerie générés en interne et des fonds en caisse; les réserves prévues; les capacités prévues, y compris relativement aux projets, au transport et au raffinage; tous les énoncés relatifs aux régimes de redevances gouvernementaux applicables à Cenovus, régimes qui sont susceptibles de changer; la préservation de la capacité d'adaptation financière et la concrétisation des divers plans et stratégies sous-jacents; les réductions de coûts prévues et leur pérennité; les priorités, notamment pour 2019; 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 les résultats futurs en découlant; la capacité de la société à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour exploiter avec efficacité ses actifs et réaliser les résultats futurs attendus; la croissance et le rendement pour les actionnaires projetés. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car nos résultats réels pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'élaboration de notre information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à Cenovus et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les prix prévisionnels du pétrole et du gaz naturel, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés, les écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et d'autres hypothèses précisées dans les prévisions de Cenovus pour 2019, disponibles sur cenovus.com; creux du cycle des prix des marchandises d'environ 45 \$ US/b WTI et 44 \$ CA/b WCS; 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; 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; 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; l'intégration d'éventuelles hausses du dividende; notre capacité à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; notre capacité à avoir accès à des capitaux suffisants pour poursuivre les plans de mise en valeur; notre capacité à conclure des ventes d'actifs et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; l'inflation prévue et d'autres hypothèses inhérentes aux prévisions actuelles de la société présentées plus loin; l'incidence prévue du paiement éventuel à ConocoPhillips; l'harmonisation des prix réalisés du WCS et des prix du WCS utilisés dans le calcul du paiement éventuel à ConocoPhillips; notre capacité à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour obtenir les résultats futurs escomptés; notre capacité à réaliser de manière fructueuse et dans les délais prévus des projets d'immobilisations ou leurs étapes de réalisation; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les indications pour 2019, mises à jour le 1^{er} octobre 2019, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 64,00 \$ US/b; prix du WTI, 57,20 \$ US/b; prix du WCS, 45,10 \$ US/b; prix du gaz naturel AECO, 1,55 \$/kpi³; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 16,25 \$ US/b; taux de change, 0,75 \$ 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 d'harmonisation entre les prix réalisés du WCS et les prix du WCS servant au calcul du paiement éventuel à ConocoPhillips; l'offre et la demande de produits; l'exactitude des hypothèses relatives au cours de notre action et à notre capitalisation boursière; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents à nos activités de commercialisation, y compris les risques de crédit; l'exposition aux contreparties et aux partenaires, y compris la capacité et la volonté de ces parties d'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 la croissance et de maintenir les dépenses d'investissement; la modification des notations de crédit accordées à la société ou à ses titres; les changements apportés aux plans ou à la stratégie en matière de dividendes, y compris le régime de réinvestissement des dividendes; la précision des estimations des réserves, de la production future et des produits nets futurs; l'exactitude de nos estimations et jugements comptables; notre capacité de remplacer et d'accroître nos réserves de pétrole et de gaz; les exigences éventuelles en vertu des normes comptables en vigueur devant s'appliquer de temps à autre en ce qui concerne la perte de valeur ou la reprise des montants recouvrables estimatifs de certains ou de la totalité de nos actifs ou du goodwill; notre capacité de maintenir nos relations avec nos partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter nos activités intégrées; la fiabilité de nos actifs, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; la survenance d'événements inattendus, comme les incendies, les mauvaises conditions météorologiques, les explosions, les éruptions, le matériel défectueux, les incidents reliés au transport et autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; les pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, les matériaux, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisés dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux; l'accueil éventuellement défavorable ou passager réservé aux nouveaux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie des combustibles fossiles; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du bitume et du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et à son application dans le cadre de nos activités; les risques liés aux changements climatiques et nos hypothèses à leur sujet; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; notre capacité d'assurer convenablement et de manière rentable le transport de nos produits, notamment le transport par pipeline, le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime ou une autre forme de transport, notamment pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées au réseau de pipelines; la disponibilité de talents essentiels et notre capacité à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; notre incapacité éventuelle à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; l'évolution de nos relations avec les syndicats; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le cadre réglementaire dans tous les territoires où nous exerçons des activités, notamment le processus d'autorisation réglementaire et les désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone, les changements climatiques et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; l'évolution de la conjoncture générale de l'économie, des marchés et des affaires; la situation politique et économique des pays dans lesquels nous exerçons des activités ou que nous approvisionnons; les risques de guerre, de menaces terroristes et l'instabilité connexe; 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 » de notre rapport de gestion pour la période close le 31 décembre 2018, lequel est disponible sur SEDAR à l'adresse sedar.com, sur EDGAR à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

ABRÉVIATIONS

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

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

RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS

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

Production totale provenant des activités poursuivies

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

Trimestre clos le 30 septembre 2019 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires				Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Deep Basin ¹⁾	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne ²⁾	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	2 722	131	2 853	(924)	-	(27)	(14)	1 888
Redevances	336	(4)	332	-	-	-	-	332
Transport et fluidification	1 249	20	1 269	(924)	-	-	-	345
Charges d'exploitation	227	77	304	-	-	(27)	(8)	269
Taxes à la production et impôts miniers	-	1	1	-	-	-	-	1
Prix nets opérationnels	910	37	947	-	-	-	(6)	941
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(7)	-	(7)	-	-	-	-	(7)
Marge d'exploitation	917	37	954	-	-	-	(6)	948

Trimestre clos le 30 septembre 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	2 992	214	3 206	(1 268)	-	(34)	(15)	1 889
Redevances	275	11	286	-	-	-	-	286
Transport et fluidification	1 482	20	1 502	(1 268)	-	-	-	234
Charges d'exploitation	230	103	333	-	-	(34)	(7)	292
Taxes à la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	-	-	-
Prix nets opérationnels	1 005	80	1 085	-	-	-	(8)	1 077
(Profit) perte lié à la gestion des risques	323	7	330	-	-	-	-	330
Marge d'exploitation	682	73	755	-	-	-	(8)	747

Période de neuf mois close le 30 septembre 2019 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires				Ajustements			Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Deep Basin ¹⁾	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne ²⁾	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	8 179	501	8 680	(2 961)	-	(140)	(51)	5 528
Redevances	827	20	847	-	-	-	-	847
Transport et fluidification	3 736	62	3 798	(2 961)	-	-	-	837
Charges d'exploitation	771	257	1 028	-	-	(140)	(27)	861
Taxes à la production et impôts miniers	-	1	1	-	-	-	-	1
Prix nets opérationnels	2 845	161	3 006	-	-	-	(24)	2 982
(Profit) perte lié à la gestion des risques	38	-	38	-	-	-	-	38
Marge d'exploitation	2 807	161	2 968	-	-	-	(24)	2 944

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	8 646	714	9 360	(3 967)	-	(131)	(49)	5 213
Redevances	512	62	574	-	-	-	-	574
Transport et fluidification	4 616	72	4 688	(3 967)	-	-	(4)	717
Charges d'exploitation	789	303	1 092	-	-	(131)	(28)	933
Taxes à la production et impôts miniers	-	1	1	-	-	-	-	1
Prix nets opérationnels	2 729	276	3 005	-	-	-	(17)	2 988
(Profit) perte lié à la gestion des risques	1 465	26	1 491	-	-	-	-	1 491
Marge d'exploitation	1 264	250	1 514	-	-	-	(17)	1 497

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

Trimestre clos le 30 septembre 2019 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements				Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	879	917	1 796	-	924	-	2	2 722
Redevances	147	189	336	-	-	-	-	336
Transport et fluidification	196	129	325	-	924	-	-	1 249
Charges d'exploitation	119	106	225	-	-	-	2	227
Prix nets opérationnels	417	493	910	-	-	-	-	910
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(3)	(4)	(7)	-	-	-	-	(7)
Marge d'exploitation	420	497	917	-	-	-	-	917

Trimestre clos le 30 septembre 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	845	876	1 721	-	1 268	-	3	2 992
Redevances	187	88	275	-	-	-	-	275
Transport et fluidification	106	108	214	-	1 268	-	-	1 482
Charges d'exploitation	118	112	230	(1)	-	-	1	230
Prix nets opérationnels	434	568	1 002	1	-	-	2	1 005
(Profit) perte lié à la gestion des risques	134	189	323	-	-	-	-	323
Marge d'exploitation	300	379	679	1	-	-	2	682

Période de neuf mois close le 30 septembre 2019 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements				Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	2 564	2 645	5 209	-	2 961	-	9	8 179
Redevances	356	471	827	-	-	-	-	827
Transport et fluidification	467	308	775	-	2 961	-	-	3 736
Charges d'exploitation	394	369	763	-	-	-	8	771
Prix nets opérationnels	1 347	1 497	2 844	-	-	-	1	2 845
(Profit) perte lié à la gestion des risques	15	23	38	-	-	-	-	38
Marge d'exploitation	1 332	1 474	2 806	-	-	-	1	2 807

Période de neuf mois close le 30 septembre 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	2 266	2 405	4 671	1	3 967	-	7	8 646
Redevances	376	136	512	-	-	-	-	512
Transport et fluidification	354	295	649	-	3 967	-	-	4 616
Charges d'exploitation	409	371	780	1	-	-	8	789
Prix nets opérationnels	1 127	1 603	2 730	-	-	-	(1)	2 729
(Profit) perte lié à la gestion des risques	638	827	1 465	-	-	-	-	1 465
Marge d'exploitation	489	776	1 265	-	-	-	(1)	1 264

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

Trimestre clos le
30 septembre 2019 (en millions de dollars)

Chiffre d'affaires brut	119
Redevances	(4)
Transport et fluidification	20
Charges d'exploitation	71
Taxes à la production et impôts miniers	1
Prix nets opérationnels	31
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-
Marge d'exploitation	31

Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
		Total – Deep Basin
Total	Autres²⁾	
119	12	131
(4)	-	(4)
20	-	20
71	6	77
1	-	1
31	6	37
-	-	-
31	6	37

Trimestre clos le
30 septembre 2018 (en millions de dollars)³⁾

Chiffre d'affaires brut	202
Redevances	11
Transport et fluidification	20
Charges d'exploitation	97
Prix nets opérationnels	74
(Profit) perte lié à la gestion des risques	7
Marge d'exploitation	67

Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
		Total – Deep Basin
Total	Autres²⁾	
202	12	214
11	-	11
20	-	20
97	6	103
74	6	80
7	-	7
67	6	73

Période de neuf mois close le
30 septembre 2019 (en millions de dollars)

Chiffre d'affaires brut	459
Redevances	20
Transport et fluidification	62
Charges d'exploitation	238
Taxes à la production et impôts miniers	1
Prix nets opérationnels	138
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-
Marge d'exploitation	138

Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
		Total – Deep Basin
Total	Autres²⁾	
459	42	501
20	-	20
62	-	62
238	19	257
1	-	1
138	23	161
-	-	-
138	23	161

Période de neuf mois close le
30 septembre 2018 (en millions de dollars)³⁾

Chiffre d'affaires brut	672
Redevances	62
Transport et fluidification	68
Charges d'exploitation	283
Taxes à la production et impôts miniers	1
Prix nets opérationnels	258
(Profit) perte lié à la gestion des risques	26
Marge d'exploitation	232

Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
		Total – Deep Basin
Total	Autres²⁾	
672	42	714
62	-	62
68	4	72
283	20	303
1	-	1
258	18	276
26	-	26
232	18	250

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)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Sables bitumineux				
Foster Creek	162 199	171 936	159 108	169 006
Christina Lake	192 929	206 688	182 680	209 909
Total – pétrole brut tiré des Sables bitumineux	355 128	378 624	341 788	378 915
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	-	-	-	2
Total – Sables bitumineux (bep/j)	355 128	378 625	341 788	379 189
Deep Basin				
Total – liquides	26 104	32 269	26 835	33 918
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	407	520	432	546
Total – Deep Basin (bep/j)	93 901	118 920	98 807	124 984
Moins : consommation interne ¹⁾ (Mpi ³ /j)	(304)	(293)	(314)	(305)
Ventes – activités poursuivies ¹⁾ (en bep par jour)	398 304	448 712	388 237	453 340

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