



RAPPORT DE GESTION POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 SEPTEMBRE 2018

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE	3
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	4
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	6
RÉSULTATS FINANCIERS.....	9
SECTEURS À PRÉSENTER	16
SABLES BITUMINEUX.....	17
DEEP BASIN	24
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	28
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	30
ACTIVITÉS ABANDONNÉES.....	33
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	34
GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE	37
JUGEMENTS, INCERTITUDES RELATIVES AUX ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	38
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	40
PERSPECTIVES	40
MISE EN GARDE.....	43
ABRÉVIATIONS	46
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS.....	47

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 2018, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 septembre 2018 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2017 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2017 (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 2018, 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 notre site Web, 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, sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Ils ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS » ou « PCGR ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances.

Mesures hors PCGR et autres totaux partiels

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les prix nets opérationnels, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation disponibles, la dette, la dette nette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. En outre, la marge d'exploitation est un total partiel présenté aux notes 1 et 9 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 2018, sa valeur s'établissait à environ 24 G\$. Ses activités comprennent des projets de sable bitumineux dans le nord-est de l'Alberta et une production bien établie de pétrole brut, de liquides du gaz naturel (« LGN ») et de gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018, le total de la production tirée des actifs en amont s'est établi en moyenne à près de 496 000 bep par jour. Nous exerçons en outre des activités de commercialisation et possédons des installations de raffinage aux États-Unis. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 492 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 518 000 barils bruts par jour de produits raffinés pendant le trimestre clos le 30 septembre 2018.

Notre stratégie consiste essentiellement à maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts et en réalisant les meilleures marges bénéficiaires sur nos produits. Nous estimons que le maintien d'une solide situation financière permettra à Cenovus de faire face à la volatilité des prix des marchandises et lui donnera la souplesse pour tirer parti d'occasions à tous les stades du cycle de prix. Nous entendons mesurer l'approche disciplinée en matière d'investissement que nous préconisons à l'égard 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.

Nos activités

Sables bitumineux

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

Deep Basin

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

Raffinage et commercialisation

Les installations de Cenovus comprennent deux raffineries situées dans l'Illinois et au Texas, aux États-Unis. Ces raffineries sont détenues conjointement, en parts égales, avec Phillips 66, société ouverte américaine non liée, et sont exploitées par celle-ci. Les raffineries de Wood River et de Borger (les « raffineries ») ont une capacité brute de traitement du pétrole brut d'environ 314 000 barils par jour et 146 000 barils par jour, respectivement, y compris une capacité de traitement du brut lourd fluidifié de 255 000 barils par jour. Grâce à ses raffineries, la société peut réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés tels le diesel, l'essence et le carburéacteur, ce qui réduit en partie la volatilité découlant des fluctuations des écarts de prix régionaux entre le brut lourd et le brut léger en Amérique du Nord.

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

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

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

	Sables bitumineux	Deep Basin	Raffinage et commercialisation
Marge d'exploitation	1 264	250	745
Dépenses d'investissement	718	193	147
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	546	57	598

FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE

Cenovus a connu un excellent rendement opérationnel au troisième trimestre et a avancé dans son processus de désendettement. La production tirée des activités poursuivies s'est établie en moyenne à 495 592 bep par jour, en hausse de 4 % par rapport au troisième trimestre de 2017. La production tirée des sables bitumineux au cours du trimestre à l'étude est revenue à des niveaux normaux à la suite de la hausse des taux de production des puits au deuxième trimestre du fait de notre décision de limiter ces taux plus tôt au cours de l'exercice en réaction aux contraintes limitant la capacité de transport pipelinier et aux piètres prix du pétrole lourd. La production tirée de nos actifs du Deep Basin a fléchi de 8 % par rapport au deuxième trimestre de 2018 du fait, en partie, du dessaisissement de Cenovus Pipestone Partnership (« CPP »). Le rendement opérationnel des raffineries a été très solide, à la suite des grandes révisions prévues plus tôt au cours de l'exercice, le taux d'utilisation du pétrole brut s'établissant en moyenne à 107 %.

Les résultats financiers du trimestre reflètent le solide rendement opérationnel continu de nos actifs et l'amélioration des prix du pétrole brut, depuis 2017. Bien que les prix du pétrole brut léger aient affiché en moyenne une hausse approximative de 45 % en regard du troisième trimestre de 2017, les prix du pétrole lourd canadien ont continué de se ressentir défavorablement des contraintes limitant la capacité de transport, les prix de référence du Western Canadian Select (« WCS ») affichant une croissance d'uniquement 23 % par rapport à la période correspondante. L'augmentation des prix du pétrole brut West Texas Intermediate (« WTI ») et l'élargissement de l'écart entre les prix de référence du WTI et du WCS ont fait en sorte que le prix de vente réalisé sur les liquides provenant des activités poursuivies s'est établi en moyenne à 49,19 \$ le baril, en baisse de 3 % en regard du deuxième trimestre de 2018. L'incidence de la baisse des prix de vente réalisés sur le pétrole brut sur les résultats financiers en amont a été atténuée par l'accroissement de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation, étant donné que les écarts plus prononcés entre les prix du WTI et ceux du WCS ainsi qu'entre les prix du pétrole brut du WTI et du West Texas Sour (« WTS ») ont procuré un avantage au chapitre de la charge d'alimentation. Nos résultats financiers ont subi l'incidence négative d'une perte avant impôt au dessaisissement de CPP de 795 M\$, d'une provision hors trésorerie au titre de contrats déficitaires relativement à des locaux à bureaux de 630 M\$ ainsi que des pertes réalisées de 325 M\$ liées à la gestion des risques.

Les autres faits saillants du troisième trimestre de 2018 par rapport au troisième trimestre de 2017 comprennent notamment :

- la réalisation de la vente de CPP le 6 septembre 2018 pour un produit en trésorerie de 625 M\$ compte non tenu des ajustements à la clôture. CPP détenait les activités liées au gaz naturel et aux liquides de Pipestone et de Wembley de Cenovus dans le nord-ouest de l'Alberta et comprenait notre participation directe exploitée de 39 % dans l'usine de traitement du gaz de Wembley;
- la réduction de la dette nette à moins de 8,0 G\$ en regard de 9,6 G\$ au 30 juin 2018, du fait de fonds provenant de l'exploitation disponibles de 706 M\$ durant le trimestre et du produit tiré du dessaisissement de CPP;
- la signature d'ententes de transport ferroviaire visant la capacité d'acheminer environ 100 000 barils par jour de pétrole brut lourd depuis le nord de l'Alberta jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, facteur qui procure un moyen d'atténuer quelque peu l'incidence de la congestion des pipelines sur les prix;
- la conclusion d'une entente de sous-location visant certains de nos locaux à bureaux de Calgary qui représentent un excédent par rapport à nos besoins actuels et à court terme;
- une marge d'exploitation tirée des activités poursuivies en amont de 755 M\$ par rapport à 886 M\$ en 2017 étant donné que l'accroissement des prix de vente réalisés et l'amplification des volumes de production ont été contrebalancés par la hausse des frais de transport et de fluidification, les pertes réalisées liées à la gestion des risques et l'augmentation des redevances;
- l'atteinte par notre projet de Christina Lake du stade de la récupération des coûts aux fins des redevances puisque le cumul des produits des activités ordinaires du projet dépasse le cumul des coûts déductibles du projet; par conséquent, le calcul des redevances se fonde désormais sur les taux en fonction de l'atteinte du stade de la récupération des coûts, comme il est expliqué à la rubrique « Sables bitumineux » du présent rapport de gestion;
- l'inscription d'un prix net opérationnel de la société moyen tiré des activités poursuivies avant la réalisation des couvertures de 26,05 \$ par bep, soit une hausse de 30 % par rapport à celui du troisième trimestre de 2017;
- l'accroissement du taux d'utilisation du pétrole brut aux deux raffineries et de l'avantage au chapitre de la charge d'alimentation associé à l'élargissement des écarts du brut, ce qui s'est traduit par une marge d'exploitation de 436 M\$, soit plus du double de la marge obtenue en 2017;
- la comptabilisation de fonds provenant de l'exploitation ajustés de 977 M\$ contre 980 M\$ en 2017;
- la comptabilisation d'une perte nette découlant des activités poursuivies de 242 M\$ comparativement à un bénéfice net de 275 M\$ en 2017;
- l'investissement de capitaux de 271 M\$ par rapport à 438 M\$ en 2017, qui reflète le maintien de notre approche disciplinée en matière d'investissement;
- le 27 septembre 2018, le démarrage du processus visant le remboursement d'une tranche de 800 M\$ US de nos billets non garantis échéant le 15 octobre 2019 d'un capital de 1 300 M\$ US. La prime de remboursement de 21 M\$ US ainsi que les frais liés à l'émission de titres d'emprunt et la décote non amortie connexes de 1 M\$ ont été comptabilisés au troisième trimestre.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Volumes de production en amont

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2018	Variation (%)	2017	2018	Variation (%)	2017
Activités poursuivies						
Liquides (b/j)						
Sables bitumineux						
Foster Creek	163 939	6	154 363	164 160	43	114 632
Christina Lake	212 733	2	208 131	211 141	37	154 634
	376 672	4	362 494	375 301	39	269 266
Deep Basin						
Pétrole brut	5 674	(13)	6 494	6 148	92	3 208
LGN	26 595	1	26 370	27 770	106	13 498
	32 269	(2)	32 864	33 918	103	16 706
Production de liquides (b/j)	408 941	3	395 358	409 219	43	285 972
Gaz naturel (Mpi³/j)						
Sables bitumineux	-	(100)	6	2	(82)	11
Deep Basin ¹⁾	520	5	495	546	118	251
	520	4	501	548	109	262
Production tirée des activités poursuivies (bep/j)	495 592	4	478 817	500 558	52	329 601
Production tirée des activités abandonnées (Hydrocarbures classiques) (bep/j)	16	(100)	112 034	394	(100)	112 542
Total de la production (bep/j)	495 608	(16)	590 851	500 952	13	442 143

1) Y compris la production de 293 Mpi³/j et de 305 Mpi³/j utilisée pour consommation interne par le secteur Sables bitumineux pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement (consommation interne de néant de la production du Deep Basin en 2017).

La production liée au secteur Sables bitumineux s'est accrue au troisième trimestre en regard de 2017 en raison du solide rendement opérationnel aux deux installations. Pour l'exercice à ce jour, la production liée aux sables bitumineux a été plus élevée en 2018 qu'en 2017, surtout grâce à l'acquisition, et du fait de la durée d'indisponibilité imputable à la grande révision prévue à Foster Creek.

Le total de la production tirée des actifs du Deep Basin a augmenté de 3 % au troisième trimestre pour se chiffrer à 118 920 bep par jour par rapport à 2017, en raison des solides résultats du programme de forage et des initiatives d'optimisation des puits de production. La production au troisième trimestre a reculé de 8 % par rapport au deuxième trimestre de 2018 en raison de l'accroissement de la durée d'indisponibilité imputable aux activités de révision de tiers, outre le dessaisissement de CPP. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, la production s'est établie à 124 984 bep par jour, soit une hausse de 7 % de la production depuis la clôture de l'acquisition le 17 mai 2017 jusqu'au 30 septembre 2017, une moyenne de 116 605 bep par jour, principalement attribuable aux résultats découlant de notre programme d'investissement.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, la production de notre secteur Hydrocarbures classiques inclut les résultats de nos installations de Suffield, qui ont été vendues le 5 janvier 2018. Tous les montants se rapportant aux actifs de notre secteur Hydrocarbures classiques sont comptabilisés dans les activités abandonnées.

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 rubrique « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(\$/bep)	2018	2017	2018	2017
Prix de vente	45,73	34,58	42,11	35,70
Redevances	6,91	1,52	4,63	1,55
Transport et fluidification	5,66	5,10	5,79	5,43
Charges d'exploitation	7,10	7,94	7,55	8,52
Taxe sur la production et impôts miniers	0,01	0,01	0,01	-
Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques¹⁾	26,05	20,01	24,13	20,20
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(8,00)	(0,21)	(12,05)	(0,81)
Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques¹⁾	18,05	19,80	12,08	19,39

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

Notre prix net opérationnel moyen, exclusion faite des profits et des pertes réalisés liés à la gestion des risques, s'est amélioré au troisième trimestre et pour l'exercice à ce jour par rapport à 2017 essentiellement sous l'effet des prix de vente réalisés plus élevés, ce qui cadre avec la hausse des prix de référence, et de la baisse des charges d'exploitation, facteurs en partie annulés par la hausse des redevances. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre, le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain, par rapport à 2017, a eu une incidence négative d'environ 0,60 \$ par bep sur les prix de vente.

Raffinage et commercialisation

Les deux raffineries ont affiché un rendement opérationnel solide, en partie contrebalancé par les activités de maintenance prévues pour l'automne et une panne imprévue, les taux d'utilisation de pétrole brut s'étant établis en moyenne à 107 % durant le trimestre. Pour l'exercice à ce jour, la production de pétrole brut et de produits raffinés a reculé à cause de la plus grande étendue des révisions prévues aux deux raffineries au premier trimestre de 2018 par rapport à 2017.

	Trimestres clos les 30 septembre			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2018	Variation (%)	2017	2018	Variation (%)	2017
Production de pétrole brut ¹⁾ (kb/j)	492	6	462	436	(1)	439
Pétrole lourd ¹⁾	204	(4)	213	190	(7)	205
Produits raffinés ¹⁾ (kb/j)	518	6	490	459	(2)	467
Taux d'utilisation du pétrole brut ¹⁾ (%)	107	7	100	95	-	95
Marge d'exploitation (en M\$)	436	107	211	745	162	284

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

La marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation a plus que doublé au troisième trimestre de 2018, principalement en raison de l'élargissement des écarts de prix visant le pétrole brut, de l'amélioration des taux d'utilisation du pétrole brut et de la réduction du coût associé aux numéros d'identification renouvelables (« NIR »). Pour l'exercice à ce jour, l'élargissement des écarts de prix visant le pétrole brut, l'augmentation des marges de craquage moyennes sur le marché et la réduction du coût associé aux NIR ont été en partie contrés par l'accroissement des charges d'exploitation causé par les révisions prévues aux deux raffineries au premier trimestre de 2018.

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

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

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

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

(\$ US/b, sauf indication contraire)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			T3 2018	T2 2018	T3 2017
	2018	Variation (%)	2017			
Brent						
Moyenne	72,68	38	52,59	75,97	74,90	52,18
Fin de la période	82,72	44	57,54	82,72	79,44	57,54
WTI						
Moyenne	66,75	35	49,47	69,50	67,88	48,21
Fin de la période	73,25	42	51,67	73,25	74,15	51,67
Écart moyen Brent/WTI	5,93	90	3,12	6,47	7,02	3,97
WCS						
Moyenne	44,82	19	37,59	47,25	48,61	38,27
Moyenne (\$ CA/b)	57,69	18	49,07	61,75	62,75	47,96
Fin de la période	37,75	(7)	40,71	37,75	51,32	40,71
Écart moyen WTI/WCS	21,93	85	11,88	22,25	19,27	9,94
WTS						
Moyenne	58,86	22	48,24	55,48	59,64	47,16
Fin de la période	66,85	32	50,62	66,85	62,05	50,62
Écart moyen WTI/WTS	7,89	541	1,23	14,02	8,24	1,05
Condensats (C5 à Edmonton)						
Moyenne	66,23	34	49,44	66,82	68,83	47,61
Moyenne (\$ CA/b)	85,24	32	64,54	87,35	88,81	59,66
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	0,52	1 633	0,03	2,68	(0,95)	0,60
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(21,41)	81	(11,85)	(19,57)	(20,22)	(9,34)
Mélange non corrosif mixte (« MSW » à Edmonton)						
Moyenne	60,69	30	46,57	62,67	62,42	45,32
Moyenne (\$ CA/b)	78,11	28	60,80	81,92	80,54	56,79
Fin de la période	53,25	7	49,76	53,25	64,32	49,76
Moyenne des prix des produits raffinés						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	81,73	27	64,48	87,10	85,00	66,87
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	87,58	34	65,26	92,33	89,07	69,73
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries²⁾						
Chicago	16,82	10	15,33	19,14	18,36	19,66
Groupe 3	17,47	10	15,89	18,71	18,04	20,20
Moyenne des prix du gaz naturel						
Prix AECO (\$ CA/kpi ³⁾)	1,41	(45)	2,58	1,35	1,03	2,04
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³⁾)	2,90	(9)	3,17	2,90	2,80	3,00
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³⁾)	1,80	49	1,21	1,88	2,00	1,39
Taux de change (\$ US/\$ CA)						
Moyenne	0,777	1	0,766	0,765	0,775	0,798
Fin de la période	0,773	(3)	0,801	0,773	0,759	0,801

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

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

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

Prix de référence – pétrole brut

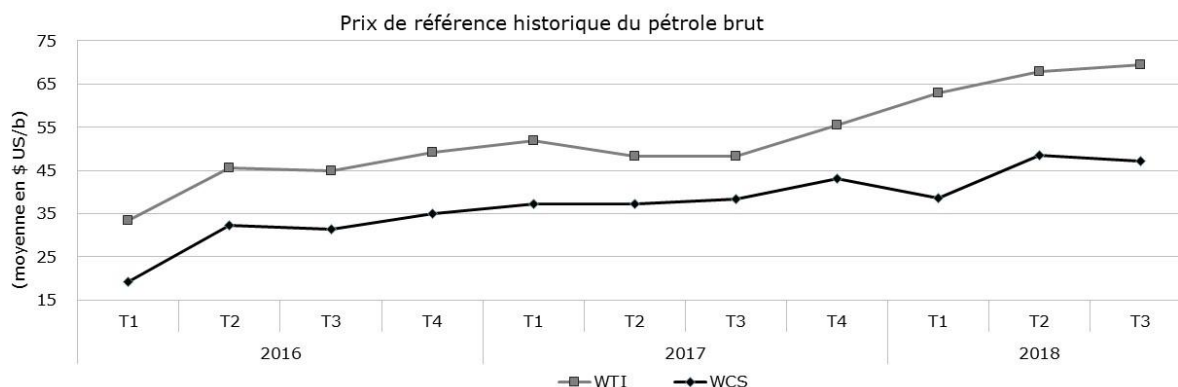
Dans l'ensemble, les prix de référence moyens du pétrole brut ont été relativement stables par rapport à ceux du deuxième trimestre de 2018 et nettement plus élevés qu'en 2017. Alors que les prix du pétrole brut Brent et WTI ont crû en moyenne de 45 % environ par rapport au troisième trimestre de 2017, les prix du pétrole lourd canadien ont augmenté de 23 % seulement.

L'incertitude persistante concernant l'offre vénézuélienne et la possibilité que les États-Unis imposent des sanctions à l'Iran a favorisé l'amélioration des prix de référence du pétrole brut à l'échelle mondiale en 2018. La diminution des stocks liée au respect du plan visant à réduire la production, présenté au quatrième trimestre de 2016 par les pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») et la Russie, a soutenu les prix mondiaux du pétrole. Toutefois, à la fin de juin 2018, l'OPEP a convenu de revenir en arrière sur les réductions de production que doivent respecter ses membres, ce qui devrait entraîner une légère hausse de la production et pourrait freiner l'accroissement ultérieur des prix du pétrole à l'échelle mondiale.

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 redevances relatives à de nombreux biens pétroliers de la société. Au troisième trimestre de 2018 et pour l'exercice à ce jour, l'écart entre le Brent et le WTI s'est considérablement élargi par rapport à 2017. Les prix WTI ont été limités par le fait que la production provenant du bassin Permian a surpassé la capacité de transport pipelinier hors de l'ouest du Texas, ce qui a donné lieu à une augmentation des volumes acheminés entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique par des pipelines dont la capacité de transport était déjà quasi atteinte. Les prix WTI se sont également ressentis défavorablement de la réduction de la demande au début de la période saisonnière de maintenance des raffineries dans les régions du Midwest et de l'intérieur des terres aux États-Unis.

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 était nettement plus large au troisième trimestre de 2018 et pour l'exercice à ce jour qu'en 2017. Au premier trimestre de 2018, l'écart entre le WTI et le WCS s'est élargi sensiblement, car le WCS s'est affaibli par rapport au WTI à cause de l'accroissement de la production en Alberta et de la capacité limitée de transport. Les prix du pétrole lourd canadien se sont améliorés quelque peu au deuxième trimestre sous l'effet du recul de la production, causé par les activités de maintenance prévues et les réductions temporaires de production liées à la capacité de transport pipelinier insuffisante. Au troisième trimestre, les prix du pétrole lourd ont régressé de nouveau en regard du WTI. L'accroissement de la production a donné lieu à des répartitions de la capacité pipelinier alors que l'incapacité de transporter les volumes additionnels par train à court terme et l'incertitude entourant les pipelines futurs ont continué de comprimer les prix de référence WCS. Qui plus est, la demande à l'égard du pétrole lourd en provenant des raffineries des États-Unis a fléchi du fait des activités de maintenance saisonnières.

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 WTI et WTS s'est amplifié considérablement au troisième trimestre et pour l'exercice à ce jour en regard des périodes correspondantes de 2017, du fait principalement de la congestion des pipelines hors de l'ouest du Texas, comme il est expliqué plus haut.



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

Au troisième trimestre et pour l'exercice à ce jour, les prix de référence des condensats ont été en moyenne de 40 % et de 34 % supérieurs, respectivement, à ceux de 2017, ce qui cadre avec l'augmentation des prix du pétrole léger par rapport aux périodes correspondantes. En revanche, pendant le troisième trimestre, la hausse des prix WTI a été plus forte que l'accroissement des prix des condensats, facteur qui a donné lieu à un escompte des prix des condensats en regard du WTI par opposition à la prime enregistrée au deuxième trimestre de 2018. L'escompte des prix des condensats relativement au WTI au troisième trimestre et pour l'exercice à ce jour était plus prononcé qu'en 2017 du fait des stocks élevés à l'échelle canadienne, outre l'accroissement de l'offre au Canada conjuguée aux importations supérieures aux prévisions.

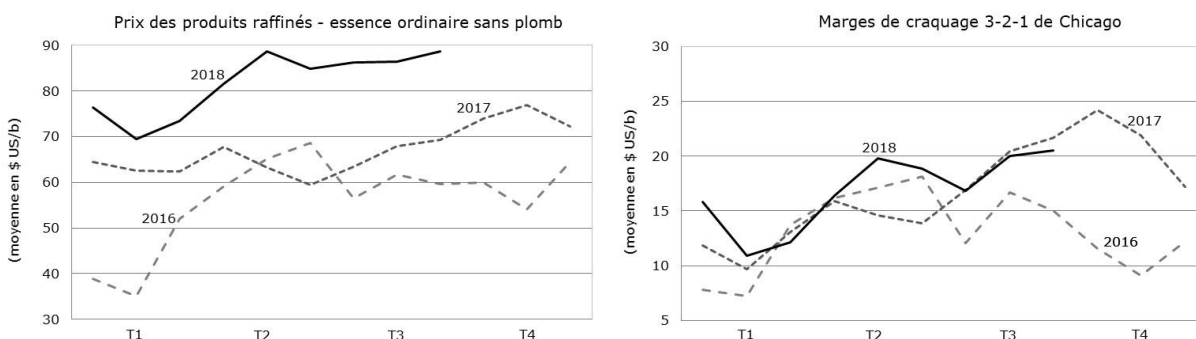
Le MSW est un prix de référence du pétrole brut léger non sulfuré qui est établi en Alberta et qui porte sur la production d'hydrocarbures classiques au Canada, tel que le pétrole brut produit par les actifs de la société situés dans le Deep Basin. Le prix de référence moyen du MSW a progressé en 2018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

Prix de référence – raffinage

Les prix de référence que sont le prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et le prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago sont représentatifs des prix des produits raffinés sur le marché intérieur et servent à calculer la marge de craquage de marché 3-2-1 à Chicago. La marge de craquage de marché 3-2-1 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 monté en 2018 en raison principalement de la hausse des prix du pétrole brut à l'échelle mondiale. Les marges de craquage des raffineries en Amérique du Nord sont exprimées en fonction du WTI tandis que les prix des produits raffinés sont fondés sur les prix internationaux. C'est pourquoi la vigueur des marges de craquage des raffineries dans le Midwest et à l'intérieur des terres aux États-Unis reflétera l'écart entre les prix de référence du Brent et du WTI. L'élargissement des marges de craquage 3-2-1 à Chicago et de celles du groupe 3 en 2018 s'explique essentiellement par l'écart plus grand entre le Brent et le WTI, dont il est fait mention ci-dessus.

Les marges de craquage que nous obtenons 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 2018 par rapport à 2017 à cause de l'accroissement de l'offre de gaz naturel en Alberta et des restrictions visant la capacité d'exportation. Le prix moyen au NYMEX pour l'exercice à ce jour a également diminué par rapport à 2017 à cause de la croissance continue de l'offre liée à la mise en valeur du gaz de schiste aux États-Unis et du gaz naturel provenant des gisements de pétrole brut.

Taux de change de référence

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

Au troisième trimestre de 2018, le dollar canadien s'est affaibli en moyenne par rapport au dollar américain, comparativement au troisième trimestre de 2017. Pour l'exercice à ce jour, le dollar canadien s'est apprécié en moyenne par rapport au dollar américain, comparativement à 2017, ce qui a eu une incidence négative d'environ 233 M\$ sur les produits des activités ordinaires en 2018, exclusion faite de ceux du secteur Hydrocarbures classiques. Le dollar canadien était plus faible au 30 septembre 2018 qu'au 31 décembre 2017 par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à des pertes de change latentes de 306 M\$ à la conversion de notre dette libellée en dollars américains.

RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats financiers consolidés

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

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		2018			2017				2016	
en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits des activités ordinaires	16 299	11 964	5 857	5 832	4 610	5 079	4 386	4 037	3 541	3 324	2 945
Marge d'exploitation¹⁾	2 259	1 974	1 191	911	157	1 018	1 097	572	305	442	335
Des activités poursuivies	2 259	1 974	1 191	911	157	1 018	1 097	572	305	442	335
Total de la marge d'exploitation	2 299	2 395	1 192	938	169	1 088	1 214	731	450	595	487
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 630	1 778	1 258	506	(134)	833	481	1 102	195	22	189
Des activités poursuivies	1 630	1 778	1 258	506	(134)	833	481	1 102	195	22	189
Total des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 669	2 159	1 259	533	(123)	900	592	1 239	328	164	310
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾	1 670	1 651	976	747	(53)	796	865	603	183	382	296
Des activités poursuivies	1 670	1 651	976	747	(53)	796	865	603	183	382	296
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	1 710	2 048	977	774	(41)	866	980	745	323	535	422
Résultat d'exploitation²⁾	(1 085)	499	(41)	(292)	(752)	(533)	240	298	(39)	21	(40)
Des activités poursuivies par action ³⁾	(0,88)	0,47	(0,03)	(0,24)	(0,61)	(0,43)	0,20	0,27	(0,05)	0,03	(0,05)
Total du résultat d'exploitation par action ³⁾	(1 057)	640	(42)	(272)	(743)	(514)	327	352	(39)	321	(236)
	(0,86)	0,60	(0,03)	(0,22)	(0,60)	(0,42)	0,27	0,32	(0,05)	0,39	(0,28)
Résultat net	(1 566)	3 044	(242)	(410)	(914)	(776)	275	2 558	211	(209)	(55)
Des activités poursuivies par action ³⁾	(1,27)	2,87	(0,20)	(0,33)	(0,74)	(0,63)	0,22	2,30	0,25	(0,25)	(0,07)
Total du résultat net par action ³⁾	(1 313)	2 746	(241)	(418)	(654)	620	(82)	2 617	211	91	(251)
	(1,06)	2,59	(0,20)	(0,34)	(0,53)	0,50	(0,07)	2,35	0,25	0,11	(0,30)
Dépenses d'investissement⁴⁾	1 087	898	271	294	522	557	396	277	225	202	167
Des activités poursuivies	1 087	898	271	294	522	557	396	277	225	202	167
Total des dépenses d'investissement	1 087	1 078	271	292	524	583	438	327	313	259	208
Dividendes	183	164	61	62	60	61	62	61	41	42	41
Par action	0,15	0,15	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

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

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

3) Résultat de base et dilué par action.

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

Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)

Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 septembre 2017

Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :

Sables bitumineux

Deep Basin

Raffinage et commercialisation

Activités non sectorielles et éliminations

Trimestres	Périodes de neuf mois
4 386	11 964
561	3 313
16	349
965	973
(71)	(300)
5 857	16 299

Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 septembre 2018

Les produits tirés des actifs en amont ont augmenté au troisième trimestre en regard de la période correspondante de 2017 en raison de la hausse des prix moyens réalisés, ce qui concorde avec l'accroissement des prix de référence du pétrole brut, et de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, facteurs en partie atténués par la hausse des redevances. Pour l'exercice à ce jour, les produits tirés des actifs en amont ont crû par rapport à 2017 du fait des volumes de vente supplémentaires, principalement en raison de l'acquisition et de la hausse des prix moyens réalisés, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des redevances et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 45 % et de 14 %, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, en regard de 2017. Les produits tirés des activités de raffinage ont crû au troisième trimestre en raison de la hausse des prix des produits raffinés, ce qui cadre avec l'augmentation des prix de référence moyens des produits raffinés à Chicago, et l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les produits tirés de ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers ont augmenté au troisième trimestre par rapport à 2017 en raison de l'augmentation des prix du pétrole brut et de l'accroissement des volumes de pétrole brut vendus, facteurs en partie contrebalancés par le recul des volumes de gaz naturel vendus et le fléchissement des prix du gaz naturel.

Pour l'exercice à ce jour, les produits tirés des activités de raffinage ont crû en raison de la hausse des prix des produits raffinés, ce qui cadre avec l'augmentation des prix de référence moyens des produits raffinés à Chicago, facteur annulé en partie par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les produits tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par notre groupe de commercialisation ont diminué en 2018 par rapport à 2017 en raison du recul des volumes de pétrole brut et de gaz naturel vendus et de la baisse des prix du gaz naturel, annulés en partie par la hausse des prix du pétrole brut.

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

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

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation est un total partiel présenté aux notes 1 et 9 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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits des activités ordinaires	6 046	4 504	16 921	12 286
(Ajouter) déduire :				
Produits achetés	2 483	1 782	6 664	6 295
Transport et fluidification	1 502	1 088	4 688	2 543
Charges d'exploitation	542	528	1 816	1 398
Taxe sur la production et impôts miniers	-	-	1	-
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	328	9	1 493	76
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies	1 191	1 097	2 259	1 974
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	1	117	40	421
Total de la marge d'exploitation	1 192	1 214	2 299	2 395

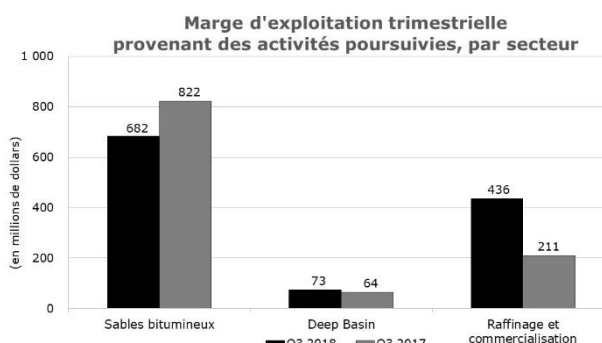
Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2018 et 2017

La marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a augmenté principalement en raison des facteurs suivants :

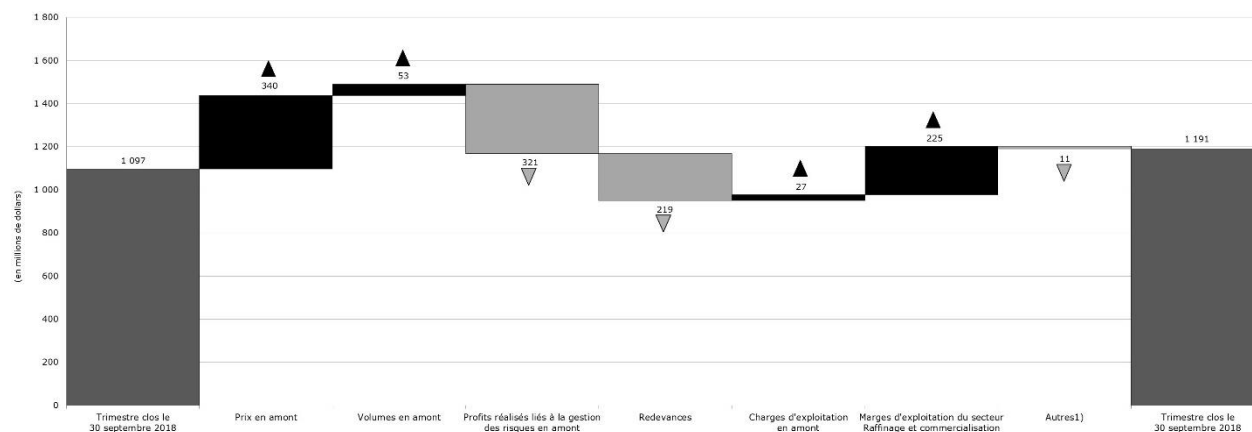
- la hausse du prix de vente moyen des liquides, cadrant avec l'augmentation des prix de référence du pétrole brut;
- la progression de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation grâce à l'élargissement des écarts du brut et à l'accroissement des taux d'utilisation.

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

- l'accroissement des frais de transport et de fluidification causé principalement par la hausse des prix des condensats;
- les pertes réalisées liées à la gestion des risques en amont de 330 M\$ au troisième trimestre comparativement aux pertes de 9 M\$ en 2017;
- la hausse des redevances imputable essentiellement à un redressement du prix de référence du WTI (dont dépend le taux des redevances), à une augmentation des prix de vente réalisés et au fait que le projet de Christina Lake ait atteint le stade de la récupération des coûts, facteur qui a majoré le taux de redevance.



Variation de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies



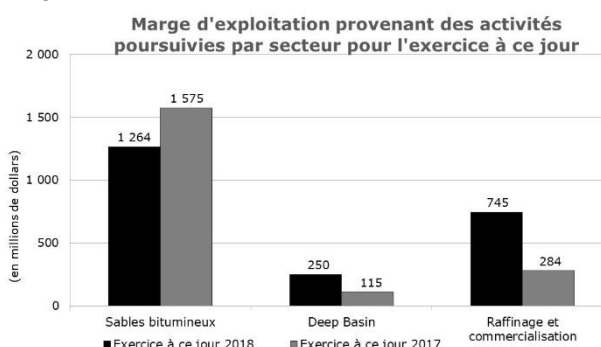
Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017

La marge d'exploitation provenant des activités poursuivies a augmenté principalement en raison des facteurs suivants :

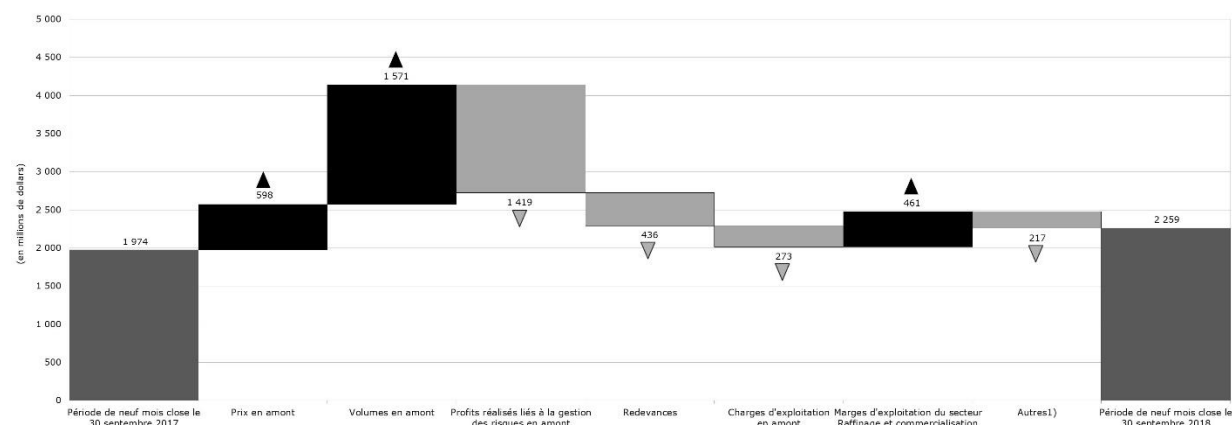
- l'accroissement de nos volumes de vente de liquides et de gaz naturel faisant suite à l'acquisition;
- la hausse du prix de vente moyen des liquides, cadrant avec l'augmentation des prix de référence du pétrole brut;
- la progression de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation grâce à l'élargissement des écarts du brut et à l'accroissement des marges de craquage moyennes.

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

- l'accroissement des frais de transport et de fluidification causé principalement par l'augmentation des volumes de condensats nécessaires pour la fluidification de notre production accrue liée aux sables bitumineux et par la hausse des prix des condensats;
- les pertes réalisées liées à la gestion des risques en amont de 1 491 M\$ (pertes de 72 M\$ en 2017);
- la hausse des redevances imputable essentiellement à un redressement du prix de référence du WTI (dont dépend le taux des redevances), à l'amplification des volumes, à une augmentation des prix de vente réalisés et au fait que le projet de Christina Lake ait atteint le stade de la récupération des coûts au troisième trimestre de 2018;
- l'augmentation des charges d'exploitation en amont, sous l'effet essentiellement de l'acquisition.



Variation de la marge d'exploitation provenant des activités poursuivies



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

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

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

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation¹⁾	1 259	592	1 669	2 159
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(15)	(19)	(50)	(75)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	297	(369)	9	186
Fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾	977	980	1 710	2 048

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

Au troisième trimestre de 2018, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont augmenté en raison de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et de l'accroissement de la marge d'exploitation, comme il est expliqué plus haut, facteurs en partie contrebalancés par la hausse du produit d'impôt exigible en regard du troisième trimestre de 2017. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement au troisième trimestre de 2018 s'explique essentiellement par la baisse des comptes débiteurs et la diminution du produit d'impôt, compensées en partie par l'augmentation des stocks. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2017, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement était essentiellement attribuable au fléchissement des comptes créditeurs, à la baisse du passif d'impôt et à l'augmentation des comptes débiteurs.

Depuis le début de l'exercice, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont baissé par rapport à 2017. En 2018, la croissance de la marge d'exploitation a été atténuée par le recul du produit d'impôt exigible et la hausse des frais généraux et frais d'administration imputable surtout aux indemnités de départ de 48 M\$, outre la hausse des frais de location. En 2017, nous avons tiré parti d'un profit réalisé de 142 M\$ lié à la gestion des risques sur les contrats de change, en partie contrebalancé par des coûts de transaction de 56 M\$ liés à l'acquisition. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement en 2018 s'explique principalement par la baisse du produit d'impôt et l'augmentation des comptes créditeurs, facteurs atténués par la hausse des stocks. En 2017, la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a surtout été causée par l'accroissement des stocks et une hausse des comptes débiteurs, facteurs en partie annulés par une augmentation des comptes créditeurs.

Résultat d'exploitation

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Résultat provenant des activités poursuivies, avant impôt	(507)	158	(1 969)	3 644
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ¹⁾	(247)	486	(508)	75
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation ²⁾	(172)	(367)	297	(702)
(Profit) au titre de la réévaluation	-	-	-	(2 555)
(Profit) perte à la sortie d'actifs	795	(1)	794	-
Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies, avant impôt	(131)	276	(1 386)	462
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(90)	36	(301)	(37)
Résultat d'exploitation provenant des activités poursuivies	(41)	240	(1 085)	499
Résultat d'exploitation provenant des activités abandonnées	(1)	87	28	141
Total du résultat d'exploitation	(42)	327	(1 057)	640

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

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

Le résultat d'exploitation a diminué au troisième trimestre de 2018 par rapport à 2017, en raison d'une provision hors trésorerie au titre de contrats déficitaires de 630 M\$ et de la baisse des profits de change latents à l'égard éléments d'exploitation en regard de 2017, facteurs atténués par la hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, comme il est expliqué plus haut, un produit d'impôt au lieu d'une charge d'impôt en 2017 ainsi qu'un profit de 83 M\$ au titre de la réévaluation du paiement éventuel contre un profit de 43 M\$ en 2017.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, le résultat d'exploitation a diminué par rapport à 2017 surtout à cause d'une provision hors trésorerie au titre de contrats déficitaires de 692 M\$ relativement à des locaux à bureaux, d'une perte de 411 M\$ au titre de la réévaluation du paiement éventuel contre un profit de 109 M\$ en 2017, de l'augmentation de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement comprenant une perte de valeur de 100 M\$ au premier trimestre de 2018, de la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés, mentionnée plus haut, et de la comptabilisation de profits de change latents de 7 M\$ liés aux activités d'exploitation alors que des profits de 193 M\$ avaient été comptabilisés à ce poste en 2017.

Résultat net

(en millions de dollars)	Trimestres	Périodes de neuf mois
Résultat net provenant des activités poursuivies des périodes closes le 30 septembre 2017	275	3 044
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation provenant des activités poursuivies	94	285
Activités non sectorielles et éliminations		
Profit (perte) latent lié à la gestion des risques	733	583
Profit (perte) de change latent	(244)	(1 207)
(Profit) au titre de la réévaluation	-	(2 555)
Réévaluation du paiement éventuel	40	(520)
Profit (perte) à la sortie d'actifs	(796)	(794)
Charges ¹⁾	(522)	(885)
Amortissement et épuisement	31	(513)
Coûts de prospection	(1)	(7)
Produit (charge) d'impôt sur le résultat	148	1 003
Résultat net provenant des activités poursuivies des périodes closes le 30 septembre 2018	(242)	(1 566)

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

Le résultat net provenant des activités poursuivies a diminué au troisième trimestre de 2018 par rapport à 2017 en raison des facteurs suivants :

- une perte de 795 M \$, avant impôt (526 M\$ après impôt) liée au dessaisissement de CPP;
- le résultat d'exploitation moins élevé mentionné plus haut;
- les profits de change autres que d'exploitation de 172 M\$ contre des profits de 367 M\$ en 2017.

La baisse du résultat net provenant des activités poursuivies pour le troisième trimestre a été en partie contrebalancée par des profits latents liés à la gestion des risques de 247 M\$ en regard de pertes de 486 M\$ en 2017.

Depuis le début de l'exercice, nous avons comptabilisé une perte nette de 1 566 M\$ découlant des activités poursuivies, soit une importante baisse par rapport à 2017, en raison des éléments suivants :

- un profit de 1,9 G\$, après impôt, au titre de la réévaluation de notre participation préexistante dans FCCL comptabilisé en 2017;
- le résultat d'exploitation moins élevé mentionné plus haut;
- les pertes de change autres que d'exploitation de 297 M\$ par rapport à des profits de 702 M\$ en 2017;
- une perte de 795 M \$, avant impôt (526 M\$ après impôt) liée au dessaisissement de CPP.

Ces baisses du résultat net provenant des activités poursuivies pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 ont été en partie compensées par un produit d'impôt de 403 M\$ contre une charge d'impôt de 600 M\$ en 2017, ainsi que des profits latents liés à la gestion des risques de 508 M\$ comparativement à des pertes de 75 M\$ en 2017.

Le résultat net provenant des activités abandonnées du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 s'est établi à 1 M\$ et à 253 M\$ respectivement (pertes nettes de 357 M\$ et de 298 M\$, respectivement, en 2017). Les résultats de l'exercice à ce jour tiennent compte d'un profit après impôt de 223 M\$ à 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	
	2018	2017	2018	2017
Sables bitumineux	176	273	718	660
Deep Basin	22	64	193	77
Raffinage et commercialisation	59	38	147	124
Activités non sectorielles et éliminations	14	21	29	37
Dépenses d'investissement liées aux activités poursuivies	271	396	1 087	898
Hydrocarbures classiques (activités abandonnées)	-	42	-	180
Total des dépenses d'investissement¹⁾	271	438	1 087	1 078

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

Les dépenses d'investissement liées aux activités poursuivies de 2018 ont baissé au troisième trimestre de 2018 par rapport à 2017, du fait de notre focalisation continue sur la discipline en matière de capital. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, les dépenses d'investissement liées aux activités poursuivies ont augmenté en regard de celles de 2017, ce qui reflète notre participation accrue dans FCCL et nos nouveaux actifs du Deep Basin découlant de l'acquisition. Pour l'exercice à ce jour, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont été axées sur les investissements de maintien portant sur la production existante, les puits stratigraphiques visant à déterminer l'emplacement des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et la phase d'expansion G de Christina Lake. En 2018, les dépenses d'investissement consacrées aux actifs du Deep Basin se rapportaient aux trois zones en exploitation et comprenaient le forage de 15 puits de production horizontaux ciblant du gaz naturel riche en liquides ainsi que des capitaux investis dans les conditionnements, les installations et les infrastructures au soutien de la production.

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

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

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

Nous continuons de nous affairer à désendetter notre bilan. Pour ce faire, nous avons entrepris la mise en vente de certains actifs non essentiels du Deep Basin et nous poursuivons notre recherche d'occasions de rationaliser encore notre portefeuille. En plus de notre volonté de poursuivre la réduction de la dette, nous recherchons activement des occasions de réaliser de nouvelles réductions de coûts.

Lorsque le désendettement du bilan aura permis de faire mieux correspondre celui-ci à notre cible en matière de dette, notre approche méthodique à l'égard de la répartition des capitaux fait notamment appel à l'établissement de priorités concernant l'affectation des liquidités, comme suit :

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

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	977	980	1 710	2 048
Total des dépenses d'investissement ¹⁾	271	438	1 087	1 078
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ^{1), 2)}	706	542	623	970
Dividendes en numéraire	61	62	183	164
	645	480	440	806

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

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

Après examen plus approfondi de notre programme d'investissement, nous avons mis à jour nos prévisions pour 2018, notamment les dépenses d'investissement futures, compte tenu de notre focalisation continue sur la discipline en matière de capital et des efficacités au chapitre des coûts repérées. Nous nous attendons désormais à engager de 1,3 G\$ à 1,4 G\$, soit 16 % de moins que le montant établi dans nos prévisions du 13 décembre 2017.

Nous prévoyons que les dépenses d'investissement et les dividendes en numéraire de 2018 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 et de gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Les actifs liés au bitume de Cenovus comprennent Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, ainsi que d'autres projets encore aux premiers stades de la mise en valeur. La participation de Cenovus dans certains des terrains de sables bitumineux que la société exploite, notamment ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, est passée de 50 % à 100 % le 17 mai 2017.

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

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

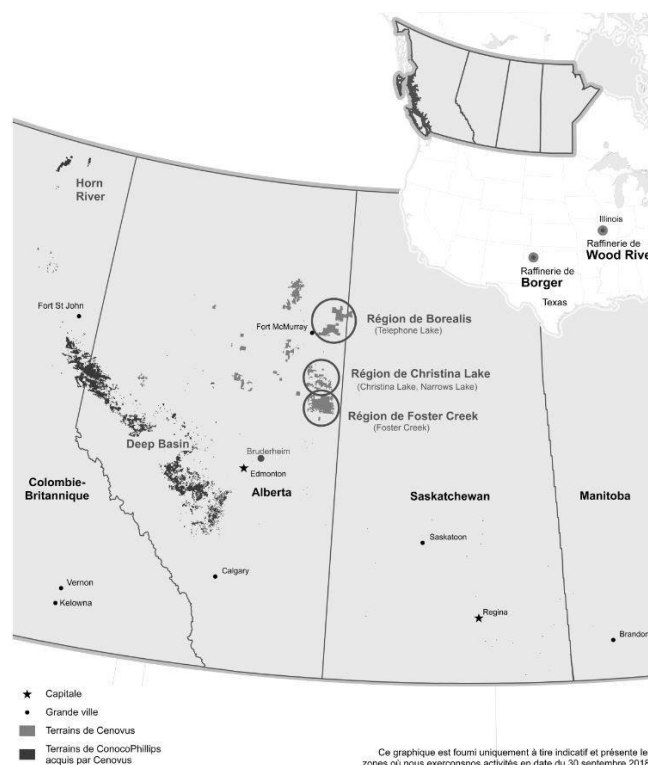
Activités non sectorielles et éliminations, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, administratives, de financement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

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

Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Sables bitumineux ¹⁾	2 717	2 156	8 134	4 821
Deep Basin ¹⁾	203	187	652	303
Raffinage et commercialisation	3 126	2 161	8 135	7 162
Activités non sectorielles et éliminations	(189)	(118)	(622)	(322)
	5 857	4 386	16 299	11 964

1) Les résultats de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 de Cenovus tiennent compte de 137 jours d'exploitation des activités de FCCL à 100 % et de 137 jours d'exploitation liés aux actifs du Deep Basin. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter aux rubriques « Sables bitumineux » et « Deep Basin » du présent rapport de gestion.



SABLES BITUMINEUX

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

Les faits saillants du troisième trimestre de 2018 sont notamment les suivants :

- la production s'est accrue de 4 % par rapport à 2017 du fait de l'excellent rendement opérationnel;
- le projet de Christina Lake a atteint le stade de la récupération des coûts aux fins des redevances puisque le cumul des produits des activités ordinaires du projet dépasse le cumul des coûts déductibles du projet;
- les prix nets opérationnels relatifs au pétrole brut, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, se sont chiffrés à 28,77 \$ le baril, soit une hausse de 16 % par rapport à 2017 attribuable au prix de vente moyen que nous avons réalisé, et les charges d'exploitation ont fléchi de 13 % par baril, baisse en partie annulée par l'augmentation de 6,29 \$ le baril des redevances à cause essentiellement d'une hausse des prix de référence du WTI (dont dépend le taux des redevances);
- la marge d'exploitation s'est établie à 682 M\$, soit une diminution de 17 % par rapport au troisième trimestre de 2017, car l'augmentation des prix de vente réalisés et l'accroissement des volumes de vente ont été contrés par la hausse des frais de transport et de fluidification, outre les pertes réalisées de 323 M\$ liées à la gestion des risques, contre des pertes de 9 M\$ en 2017, ainsi que les redevances plus élevées.

Sables bitumineux – pétrole brut

Comparaison des trimestres clos les 30 septembre 2018 et 2017

Résultats financiers¹⁾

(en millions de dollars)

Chiffre d'affaires brut

Déduire : redevances

Produits des activités ordinaires

Charges

Transport et fluidification

Activités d'exploitation

(Profit) perte lié à la gestion des risques

Marge d'exploitation

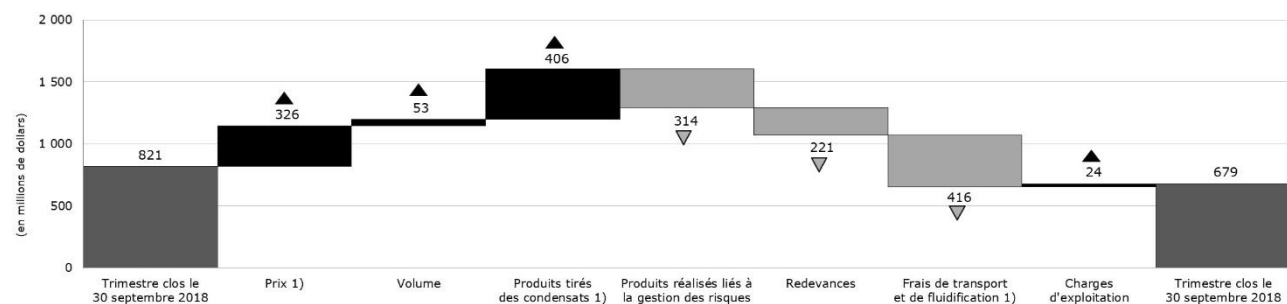
Dépenses d'investissement

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

Trimestres clos les 30 septembre	
2018	2017
2 989	2 204
275	54
2 714	2 150
1 482	1 066
230	254
323	9
679	821
176	270
503	551

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

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

Au troisième trimestre de 2018, le prix de vente réalisé moyen du pétrole brut a monté, passant à 49,38 \$ le baril (40,02 \$ le baril en 2017). Cette hausse du prix de vente du pétrole brut obtenu par la société reflète l'augmentation des prix du WCS par rapport au troisième trimestre de 2017, en partie contrée par l'élargissement des écarts de prix entre le WCS et les condensats et entre le WCS et le Christina Dilbit Blend (« CDB »). L'écart entre le WCS et le CDB s'est élargi pour se chiffrer à un escompte de 2,92 \$ US le baril (escompte de 1,47 \$ US le baril en 2017).

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

Volumes de production

(b/j)	Trimestres clos les 30 septembre	
	2018	Variation (%) 2017
Foster Creek	163 939	6
Christina Lake	212 733	2
	376 672	4

La production moyenne des sables bitumineux s'est établie à 376 672 barils par jour pour le troisième trimestre de 2018, ce qui représente une hausse de 4 % par rapport à 2017, du fait de l'excellent rendement opérationnel aux deux installations.

Condensats

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

Redevances

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

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

En ce qui concerne les projets ayant atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des volumes de vente et des prix de vente réalisés. Les profits nets sont tributaires des volumes de vente, des prix de vente réalisés et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées.

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

Au troisième trimestre de 2018, notre bien Christina Lake a atteint le stade de la récupération des coûts. Le stade de la récupération des coûts est atteint dès que le cumul des produits des activités ordinaires du projet dépasse le cumul des coûts déductibles du projet. De ce fait, le taux de redevance réel du bien Christina Lake a crû pour passer à une moyenne de 11,4 % au troisième trimestre de 2018 par rapport à une moyenne de 1,6 % au troisième trimestre de 2017, seule une partie du trimestre à l'étude rendant compte du taux accru.

Taux de redevance réels

(en pourcentage)	Trimestres clos les 30 septembre	
	2018	2017
Foster Creek	24,9	9,1
Christina Lake	11,4	1,6

Les redevances ont augmenté de 221 M\$ au troisième trimestre de 2018 par rapport à 2017. À Foster Creek et à Christina Lake, l'augmentation des redevances est principalement imputable à la hausse du prix de référence du WTI (dont le taux de redevance est tributaire), des prix de vente réalisés du pétrole brut et du fait que le projet Christina Lake a atteint le stade de récupération des coûts.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 416 M\$ par rapport à ceux du troisième trimestre de 2017. L'augmentation des coûts liés à la fluidification est principalement imputable à la hausse des prix des condensats, sous l'effet de l'accroissement des prix de référence du pétrole léger. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen à Edmonton, essentiellement à cause des frais de transport associés à l'acheminement des condensats entre les divers marchés et nos projets de sables bitumineux.

Frais de transport unitaires

À Foster Creek, les frais de transport ont diminué de 2,05 \$ le baril en raison de la proportion plus grande des ventes au Canada qui a donné lieu à des coûts inférieurs associés aux tarifs pipeliniers. À Christina Lake, les frais de transport ont augmenté de 1,56 \$ le baril à cause de l'accroissement des ventes aux États-Unis par rapport au troisième trimestre de 2017.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation du troisième trimestre de 2018 ont été les coûts de la main-d'œuvre, du carburant, des produits chimiques, des réparations et de la maintenance et des reconditionnements. Le total des charges d'exploitation a baissé de 24 M\$, en raison surtout de la baisse des prix du gaz naturel, du recul des coûts de la main-d'œuvre et de la baisse du nombre de reconditionnements, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des coûts des produits chimiques.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 septembre		
	2018	Variation (%)	2017
Foster Creek			
Carburant	1,60	(24)	2,10
Autres coûts	5,88	(21)	7,43
Total	7,48	(22)	9,53
Christina Lake			
Carburant	1,44	(19)	1,78
Autres coûts	4,42	3	4,30
Total	5,86	(4)	6,08
Total	6,59	(13)	7,58

À Foster Creek et à Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont diminué au troisième trimestre de 2018 par suite de la baisse des prix du gaz naturel. À Foster Creek, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont diminué surtout en raison de l'accroissement des volumes de vente, d'une réduction des coûts de la main-d'œuvre et du nombre moindre de reconditionnements, facteurs atténués par la hausse des coûts des produits chimiques. À Christina Lake, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont crû surtout du fait que la hausse des coûts des produits chimiques n'a été que partiellement contrebalancée par la réduction des coûts de la main-d'œuvre et le nombre moindre de reconditionnements.

Prix nets opérationnels¹⁾

	Foster Creek		Christina Lake	
	Trimestres clos les 30 septembre			
(\$/baril)	2018	2017	2018	2017
Prix de vente	53,35	41,57	46,07	38,84
Redevances	11,81	2,98	4,64	0,55
Transport et fluidification	6,63	8,68	5,70	4,14
Charges d'exploitation	7,48	9,53	5,86	6,08
Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	27,43	20,38	29,87	28,07
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(8,46)	(0,13)	(9,94)	(0,40)
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	18,97	20,25	19,93	27,67

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

Gestion des risques

Les positions liées à la gestion des risques du troisième trimestre de 2018 ont donné lieu à des pertes réalisées de 323 M\$ (pertes réalisées de 9 M\$ en 2017), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix des contrats de la société.

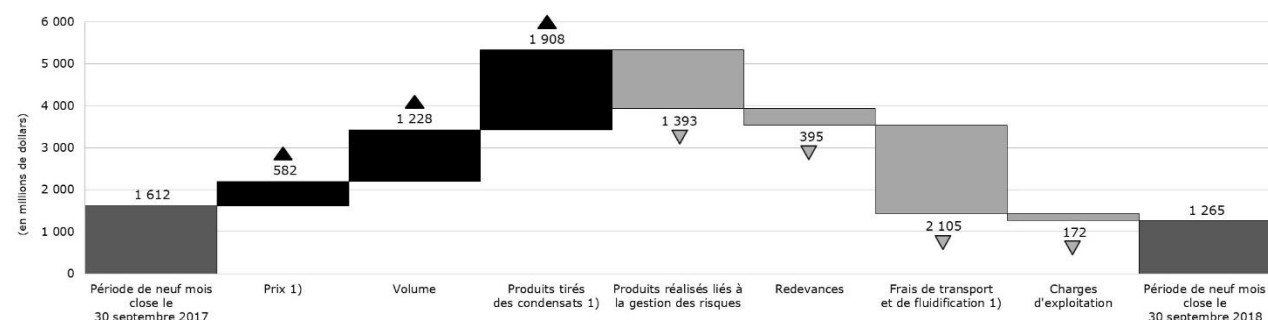
Comparaison des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018 et 2017

Résultats financiers¹⁾

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2018	2017
Chiffre d'affaires brut	8 638	4 920
Déduire : redevances	512	117
Produits des activités ordinaires	8 126	4 803
Charges		
Transport et fluidification	4 616	2 511
Activités d'exploitation	780	608
(Profit) perte lié à la gestion des risques	1 465	72
Marge d'exploitation	1 265	1 612
Dépenses d'investissement	717	654
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	548	958

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

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, le prix de vente réalisé moyen du pétrole brut a monté, passant à 45,15 \$ le baril (39,52 \$ le baril en 2017). Cette hausse du prix de vente du pétrole brut obtenu par la société reflète l'augmentation des prix du WCS par rapport à 2017, en partie contrée par l'élargissement des écarts de prix entre le WCS et les condensats et entre le WCS et le CDB ainsi que par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. L'écart entre le WCS et le CDB s'est élargi pour se chiffrer à un escompte de 2,73 \$ US le baril (escompte de 2,22 \$ US le baril en 2017).

Volumes de production

(b/j)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2018	Variation (%)	2017
Foster Creek	164 160	43	114 632
Christina Lake	211 141	37	154 634
	375 301	39	269 266

À Foster Creek et à Christina Lake, la production a augmenté par rapport à 2017, principalement en raison de l'acquisition. La production de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 avait été réduite de 3 690 barils par jour en raison d'une grande révision prévue à Foster Creek au deuxième trimestre.

Redevances

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017
Foster Creek	19,5	8,4
Christina Lake	6,4	2,1

Pour l'exercice à ce jour, les redevances ont augmenté de 395 M\$ par rapport à 2017. À Foster Creek et à Christina Lake, l'augmentation des redevances est principalement imputable à la hausse du prix de référence du WTI (dont le taux de redevance est tributaire), des volumes de vente et des prix de vente du pétrole brut, outre le fait que le projet Christina Lake a atteint le stade de la récupération des coûts durant le troisième trimestre de 2018.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont augmenté de 2 105 M\$. L'augmentation des coûts liés à la fluidification est imputable à l'accroissement des volumes de condensats requis par la production accrue de la société et à la hausse des prix des condensats. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen à Edmonton, essentiellement à cause des frais de transport associés à l'acheminement des condensats entre les divers marchés et nos projets de sables bitumineux. Les frais de transport ont augmenté, principalement en raison des volumes de vente supplémentaires découlant de l'acquisition.

Frais de transport unitaires

À Foster Creek, les frais de transport ont diminué de 1,34 \$ le baril en raison de la proportion plus grande des ventes au Canada qui a donné lieu à des coûts inférieurs associés aux tarifs pipeliniers. À Christina Lake, les frais de transport ont augmenté de 1,03 \$ le baril à cause de l'accroissement des ventes aux États-Unis par rapport à 2017.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation en 2018 ont été les coûts de la main-d'œuvre, du carburant, des produits chimiques, des réparations et de la maintenance et des reconditionnements. Si le total des charges d'exploitation a augmenté de 172 M\$, en raison surtout de l'acquisition, les charges d'exploitation par baril, elles, ont diminué de 10 %.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
	2018	Variation (%)	2017
Foster Creek			
Carburant	2,08	(18)	2,53
Autres coûts	6,80	(15)	7,96
Total	8,88	(15)	10,49
Christina Lake			
Carburant	1,84	(14)	2,14
Autres coûts	4,63	(1)	4,66
Total	6,47	(5)	6,80
Total	7,54	(10)	8,40

À Foster Creek et à Christina Lake, les coûts du carburant par baril ont diminué par suite de la baisse des prix du gaz naturel, en partie annulée par une augmentation de la consommation. À Foster Creek, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont diminué en 2018 surtout en raison de l'accroissement des volumes de vente, d'une réduction des coûts de la main-d'œuvre, du nombre moindre de reconditionnements, de la diminution des coûts liés aux travaux de réparation et de maintenance, ainsi que des coûts liés à une révision au deuxième trimestre de 2017, facteurs en partie contrebalancés par l'accroissement des coûts des produits chimiques. À Christina Lake, les charges d'exploitation autres que le carburant par baril ont fléchi légèrement, la hausse des volumes de ventes et la réduction des coûts de la main-d'œuvre ayant été en partie atténuées par la majoration des coûts des produits chimiques.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Prix de vente	49,10	42,22	41,97	37,47
Redevances	8,15	2,80	2,37	0,71
Transport et fluidification	7,67	9,01	5,15	4,12
Charges d'exploitation	8,88	10,49	6,47	6,80
Prix net opérationnel, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	24,40	19,92	27,98	25,84
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(13,82)	(1,05)	(14,43)	(0,96)
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	10,58	18,87	13,55	24,88

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

Gestion des risques

Les positions liées à la gestion des risques en 2018 ont donné lieu à des pertes réalisées de 1 465 M\$ (pertes réalisées de 72 M\$ en 2017), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix des contrats de la société. En 2017, nous avons conclu des contrats de couverture dans le but d'obtenir une protection contre les baisses et maintenir la capacité d'adaptation financière après l'acquisition. La majeure partie de ces contrats de couverture ont expiré.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Foster Creek	80	122	327	312
Christina Lake	81	132	356	272
	161	254	683	584
Autres ¹⁾	15	19	35	76
Dépenses d'investissement²⁾	176	273	718	660

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

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

Les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont reculé de 97 M\$ au troisième trimestre, du fait principalement de la contraction du programme de puits de maintien et de reforage, outre la diminution des dépenses consacrées à l'expansion de la phase G en regard de 2017. Les dépenses d'investissement de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 ont été supérieures de 58 M\$ à celles de 2017; elles tiennent compte du fait que FCCL est la propriété exclusive de Cenovus depuis le 17 mai 2017. À Foster Creek, les dépenses d'investissement visaient surtout des investissements de maintien liés à la production actuelle et aux puits stratigraphiques. En 2018 et en 2017, à Christina Lake, les dépenses d'investissement ont surtout été des investissements de maintien liés à la production actuelle, aux puits stratigraphiques et à la phase d'expansion G.

Travaux de forage

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Puits de forage stratigraphique bruts		Puits productifs bruts ¹⁾	
	2018	2017	2018	2017
Foster Creek	43	93	14	25
Christina Lake	63	105	29	8
	106	198	43	33
Autres	21	16	-	-
	127	214	43	33

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

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

Dépenses d'investissement futures

Après examen plus approfondi de notre programme d'investissement, nous avons mis à jour nos prévisions pour 2018 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. Les dépenses d'investissement révisées pour l'exercice 2018 en ce qui concerne le secteur Sables bitumineux se situent désormais dans une fourchette prévisionnelle de l'ordre de 865 M\$ à 930 M\$. La prévision a baissé d'environ 18 % par rapport aux estimations pour 2018 publiées le 13 décembre 2017. On peut consulter les prévisions mises à jour sur notre site Web à l'adresse cenovus.com.

À Foster Creek, les phases A à G sont actuellement en production. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'établiront entre 375 M\$ et 400 M\$ en 2018. Nous entendons continuer de les consacrer à des investissements de maintien visant la production existante.

À Christina Lake, les phases A à F sont en production. Les dépenses d'investissement de 2018 devraient se chiffrer entre 450 M\$ et 475 M\$ et être axées sur les investissements de maintien et la construction de l'expansion de la phase G. Les travaux de construction sur place de la phase G, dont la capacité initiale sera de 50 000 barils par jour, avancent bien et devraient continuer de progresser. La phase G devrait entrer en production au second semestre de 2019.

Pour 2018, il est prévu que les dépenses d'investissement à Narrows Lake se situent entre 5 M\$ et 10 M\$ et portent principalement sur l'équipement et la préservation des lieux par suite de l'interruption de la construction à Narrows Lake.

En 2018, les dépenses d'investissement consacrées à la technologie et à diverses autres activités devraient se situer entre 35 M\$ et 45 M\$; elles viseront les projets de développement de la technologie ainsi que les engagements annuels relatifs à l'environnement et à la réglementation.

Amortissement et épuisement et coûts de prospection

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

Le tableau ci-dessous illustre le calcul du taux d'épuisement implicite du total des actifs en amont à l'aide des données consolidées présentées.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)		31 décembre 2017
Immobilisations corporelles en amont		26 341
Dépenses d'investissement de croissance futures estimatives		30 195
Total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont		56 536
Total des réserves prouvées (Mbep)		5 232
Taux d'épuisement implicite (\$/bep)		10,81

Ce tableau illustre le calcul du taux d'épuisement implicite; cependant, le taux d'épuisement moyen réel de la société s'est situé entre 8,75 \$ et 11,30 \$ le bep. Les actifs en construction et les actifs détenus en vue de la vente qui, aux fins de ce calcul implicite, sont inclus dans le total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont mentionné plus haut et auxquels sont attribuées des réserves prouvées, ne sont pas soumis en réalité à l'épuisement. De plus, le calcul du taux propre à chaque bien exclut les immobilisations en amont qui sont amorties selon le mode linéaire. Voilà pourquoi la charge d'épuisement réelle de la société diffère de celle obtenue par l'application du taux d'épuisement implicite indiqué ci-dessus. 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 2017.

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

Pour le troisième trimestre, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a baissé de 19 M\$ par rapport à 2017 principalement en raison de la baisse des taux d'épuisement. Depuis le début de l'exercice, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 272 M\$ par rapport à 2017, à cause de l'accroissement des volumes de production. Le taux moyen d'épuisement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 s'est établi à environ 10,61 \$ le baril (11,53 \$ le baril et 11,39 \$ le baril pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, respectivement).

Des coûts de prospection de 2 M\$ et de 8 M\$ ont été respectivement comptabilisés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, contre 1 M\$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017.

DEEP BASIN

Nos actifs du Deep Basin comprennent des actifs de gaz naturel riche en liquides, de condensats et d'autres LGN ainsi que de pétrole léger et moyen, situés principalement dans les zones d'exploitation Elmworth-Wapiti, Kaybob-Edson et Clearwater en Colombie-Britannique et en Alberta. Ces actifs comprennent des participations dans de nombreuses installations de traitement de gaz naturel. Les actifs du Deep Basin fournissent des possibilités de mise en valeur à cycle de production court présentant un potentiel de rendement élevé qui complètent les activités de mise en valeur à long terme des sables bitumineux. En outre, une portion du gaz naturel produit sert de combustible à nos activités liées aux sables bitumineux et nous procure une couverture économique à l'égard du gaz naturel requis comme source de combustible par les raffineries. Nos résultats pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 tiennent compte de 137 jours d'exploitation liés aux actifs du Deep Basin.

Les faits saillants pour le troisième trimestre de 2018 comprennent :

- la clôture du dessaisissement de CPP le 6 septembre 2018 pour un produit en trésorerie de 625 M\$, avant ajustements au titre de la clôture;
- une production totalisant 118 920 bep par jour, soit une hausse de 3 % par rapport au troisième trimestre de 2017 du fait de notre programme de forage et du rendement amélioré des puits, facteurs en partie contrebalancés par l'accroissement des périodes d'arrêt du fait des activités de révision par des tiers, ainsi que le dessaisissement de CPP;
- des dépenses d'investissement totales de 22 M\$ se rapportant à une étude d'ingénierie de base, à des infrastructures pour soutenir la production ainsi qu'au conditionnement de quatre puits net et à la mise en production de deux puits nets;
- des prix nets opérationnels de 6,73 \$ par bep, avant la réalisation des couvertures;
- la réalisation d'une marge d'exploitation de 73 M\$.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Chiffre d'affaires brut	214	200	714	324
Déduire : redevances	11	13	62	21
Produits des activités ordinaires	203	187	652	303
Charges				
Transport et fluidification	20	22	72	32
Activités d'exploitation	103	101	303	156
Taxe sur la production et impôts miniers	-	-	1	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	7	-	26	-
Marge d'exploitation	73	64	250	115
Dépenses d'investissement	22	64	193	77
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	51	-	57	38

Produits des activités ordinaires

Prix

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Pétrole léger et moyen (\$/b)	73,00	52,54	73,37	55,64
LGN (\$/b)	41,40	30,78	40,44	29,57
Gaz naturel (\$/kpi ³)	1,31	1,77	1,62	2,15
Total d'équivalent de pétrole (\$/bep)	18,45	17,61	19,69	19,07

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, les produits des activités ordinaires tiennent compte de produits liés aux frais de traitement de 12 M\$ et de 42 M\$, respectivement, ayant trait surtout aux participations de Cenovus dans les installations de traitement du gaz naturel (13 M\$ et 19 M\$, respectivement, en 2017). Nous n'incluons pas les produits tirés des frais de traitement dans nos mesures de prix unitaires ni dans nos prix nets opérationnels.

Volumes de production

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Liquides				
Pétrole brut (b/j)	5 674	6 494	6 148	3 208
LGN (b/j)	26 595	26 370	27 770	13 498
	32 269	32 864	33 918	16 706
Gaz naturel (Mpi³/j)	520	495	546	251
Production totale (bep/j)	118 920	115 301	124 984	58 516
Production de gaz naturel (% par rapport au total)	73	71	73	71
Production de liquides (% par rapport au total)	27	29	27	29

La production au troisième trimestre a crû de 3 % par rapport à 2017 du fait de notre programme de forage et du rendement amélioré des puits, facteurs en partie contrebalancés par l'accroissement des périodes d'arrêt du fait des activités de révision par des tiers, ainsi que le dessaisissement de CPP le 6 septembre 2018. La production provenant de CPP s'établissait à environ 8 800 bep par jour avant le dessaisissement.

Redevances

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

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

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

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, notre taux de redevance réel relatif aux liquides s'est établi à 9,5 % et à 14,2 %, respectivement (11,4 % pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017). Le taux de redevance réel s'est établi à une valeur négative de 4,7 % pour le troisième trimestre, du fait que le crédit au titre de la redevance liée au GCA a été supérieur à la charge de redevance en raison de la faiblesse des prix du gaz (3,5 % en 2017). Pour l'exercice à ce jour, le taux de redevance réel relatif au gaz naturel s'est chiffré à 1,9 % (3,7 % en 2017).

Charges

Transport

Les frais de transport se sont établis en moyenne à 1,85 \$ par bep et à 1,99 \$ par bep pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement (1,96 \$ par bep pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017). Nos frais de transport correspondent aux coûts que nous engageons pour acheminer le pétrole brut, les LGN et le gaz naturel du lieu de leur production jusqu'à l'endroit où les produits sont vendus. La plus grande partie de la production du Deep Basin est vendue sur le marché albertain.

Charges d'exploitation

Les principales composantes de nos charges d'exploitation ont été le coût de la main-d'œuvre, les réparations et la maintenance, la charge liée aux frais de traitement par des tiers et les taxes foncières et les coûts de location. Nous avons continué de mettre l'accent sur l'optimisation des processus de maintenance en 2018, ce qui s'est traduit par un accroissement des durées de fonctionnement et une réduction des coûts de réparation et de maintenance par bep. Par conséquent, nous avons fait en sorte que le total des charges d'exploitation se maintienne au même niveau que celui de 2017 et avons comprimé nos coûts par bep en raison de l'accroissement des niveaux de production en 2018.

Prix nets opérationnels

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(\$/bep)	2018	2017	2018	2017
Prix de vente	18,45	17,61	19,69	19,07
Redevances	0,95	1,28	1,80	1,34
Transport et fluidification	1,85	1,96	1,99	1,96
Charges d'exploitation	8,89	9,00	8,31	8,95
Taxe sur la production et impôts miniers	0,03	0,03	0,03	0,03
Prix net opérationnel, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	6,73	5,34	7,56	6,79
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	(0,66)	-	(0,77)	-
Prix net opérationnel, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	6,07	5,34	6,79	6,79

Gestion des risques

Les activités de gestion des risques du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont donné lieu à des pertes réalisées de 7 M\$ et de 26 M\$, respectivement (néant pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017).

Deep Basin – Dépenses d'investissement

En 2018, les dépenses d'investissement ont été axées sur la mise en valeur des trois zones en exploitation. Nous avons mené à terme la plus grande partie de notre programme de forage de 2018 au premier trimestre de l'exercice et avons investi 47 M\$ durant l'exercice dans 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	
	2018	2017	2018	2017
Forage et conditionnement	9	42	113	47
Installations	2	9	47	11
Autres	11	13	33	19
Dépenses d'investissement¹⁾	22	64	193	77

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

Activités de forage

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

	Trimestre clos le 30 septembre 2018			Période de neuf mois close le 30 septembre 2018		
	Forés	Conditionnés	Raccordés	Forés ¹⁾	Conditionnés	Raccordés
Elmworth-Wapiti	-	-	-	4	6	9
Kaybob-Edson	-	2	2	8	11	6
Clearwater	-	2	-	3	4	7
Total	-	4	2	15	21	22

1) Comprendent 13 puits horizontaux nets exploités et deux puits horizontaux nets non exploités pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018.

Dépenses d'investissement futures

Après examen plus approfondi de notre programme d'investissement, nous avons mis à jour nos prévisions pour 2018. Les dépenses d'investissement du Deep Basin devraient être de l'ordre de 195 M\$ à 215 M\$ en 2018. On peut consulter le site Web de la société à l'adresse cenovus.com pour prendre connaissance des prévisions mises à jour.

Nous continuons de favoriser une approche méthodique à l'égard de la mise en valeur de nos actifs du Deep Basin. Nous comptons focaliser les dépenses d'investissement sur des possibilités de forage, de conditionnement et de raccordement ayant le potentiel de procurer d'excellents rendements et d'accroître la production d'installations sous-exploitées.

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction du total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. Nous sommes d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement attribue à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par le total des réserves prouvées. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à environ 9,82 \$ par bep et à 10,18 \$ par bep, respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 (10,25 \$ par bep pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017).

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, le total de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant à Deep Basin s'est chiffré à 95 M\$ et à 406 M\$, respectivement. Pour l'exercice à ce jour, la charge d'amortissement et d'épuisement comprend également une perte de valeur de 100 M\$ comptabilisée au premier trimestre relativement à l'unité génératrice de flux de trésorerie (« UGT ») Clearwater.

Actifs et passifs détenus en vue de la vente

Au quatrième trimestre de 2017, nous avons entrepris la mise en vente de certains biens non essentiels situés principalement dans la région de Clearwater Est. Les biens en question produisent actuellement 15 000 bep par jour environ de gaz naturel et de LGN. Ils ont été reclassés dans les actifs détenus en vue de la vente et sont comptabilisés au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de vente.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

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

Voici les faits saillants du troisième trimestre de 2018 :

- excellent rendement d'exploitation des activités de raffinage, avec des taux d'utilisation du pétrole s'établissant en moyenne à 107 %;
- élargissement considérable des écarts WTI-WCS et WTI-WTS par rapport au troisième trimestre de 2017, procurant un avantage au chapitre de la charge d'alimentation des deux raffineries;
- accroissement des expéditions ferroviaires de pétrole brut au terminal de Bruderheim et signature d'ententes de transport ferroviaire visant la capacité d'acheminer des volumes supplémentaires de pétrole brut lourd depuis le nord de l'Alberta, à compter du quatrième trimestre de 2018;
- marge d'exploitation de 436 M\$ contre 211 M\$ au troisième trimestre de 2017.

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	460	460	460	460
Production de pétrole brut (kb/j)	492	462	436	439
Pétrole brut lourd	204	213	190	205
Pétrole léger ou moyen	288	249	246	234
Produits raffinés (kb/j)	518	490	459	467
Essence	251	239	225	230
Distillats	170	156	169	147
Autres	97	95	65	90
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	107	100	95	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 %, les raffineries disposent d'une capacité totale de raffinage d'environ 460 000 barils bruts par jour de pétrole brut, 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 par rapport au WTI ainsi que de l'escompte du WTS par rapport au WTI. Les volumes de brut lourd traités, comme le WCS et le CDB, dépendent de la qualité et de la quantité des bruts disponibles, car chaque raffinerie adapte la charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer. Le taux d'utilisation du pétrole brut représente la totalité de pétrole brut que les raffineries traitent, exprimée en pourcentage de la capacité totale de traitement.

Le total de la production de pétrole brut et de produits raffinés du trimestre clos le 30 septembre 2018 a augmenté en regard de 2017 du fait de la solide fiabilité des deux raffineries, facteur en partie atténué par les activités de maintenance prévues pour l'automne et une panne imprévue au troisième trimestre de 2018. Pour l'exercice à ce jour, le total de la production de pétrole brut et de produits raffinés a diminué légèrement par rapport à 2017 en raison des révisions et travaux de maintenance de grande envergure prévus réalisés aux deux raffineries au premier trimestre de 2018. En revanche, au troisième trimestre et depuis le début de l'exercice, des volumes de brut lourd moindres ont été traités par suite de l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation, facteur qui a accru les volumes de WTS traité en vue de tirer parti de l'amplification de l'écart entre le WTI et le WTS.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits des activités ordinaires	3 126	2 161	8 135	7 162
Produits achetés	2 483	1 782	6 664	6 295
Marge brute	643	379	1 471	867
Charges				
Charges d'exploitation	209	168	724	579
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(2)	-	2	4
Marge d'exploitation	436	211	745	284
Dépenses d'investissement	59	38	147	124
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	377	173	598	160

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 troisième trimestre de 2018, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation a monté principalement en raison de l'élargissement des écarts liés au brut, qui a eu pour effet de procurer un avantage au chapitre du coût de la charge d'alimentation et d'améliorer les taux d'utilisation du pétrole brut. Au troisième trimestre de 2018, l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain en regard du troisième trimestre de 2017 a eu une incidence favorable d'environ 26 M\$ sur notre marge brute. Pour l'exercice à ce jour, l'élargissement des écarts liés au brut et l'amplification des marges de craquage de marché ont été en partie contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation en raison des révisions prévues aux deux raffineries au premier trimestre de 2018. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, le raffermissement du dollar canadien en regard du dollar américain a eu une incidence défavorable sur la marge brute d'environ 21 M\$.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, le coût associé aux NIR s'est chiffré à 27 M\$ et à 108 M\$, respectivement (81 M\$ et 208 M\$, respectivement, en 2017). Le coût associé aux NIR a baissé, du fait surtout de la diminution des prix de référence des NIR.

Charges d'exploitation

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

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Raffinerie de Wood River	33	24	91	80
Raffinerie de Borger	26	11	54	40
Commercialisation	-	3	2	4
	59	38	147	124

Les dépenses d'investissement de 2018 ont été axées principalement sur la maintenance des immobilisations et les travaux visant à assurer la fiabilité des installations.

En 2018, nous comptons investir entre 180 M\$ et 210 M\$, somme qui sera affectée principalement aux investissements de maintien et aux travaux d'amélioration de la fiabilité. Le document énonçant nos prévisions daté du 30 octobre 2018 peut être consulté sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Amortissement et épuisement

Les actifs de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut sont amortis selon le mode linéaire sur la durée estimative d'utilité de chaque composante des installations, qui varie de trois à 40 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation s'est chiffrée à 56 M\$ et à 165 M\$, respectivement (53 M\$ et 162 M\$, respectivement, en 2017).

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend les éliminations intersectorielles ayant trait à des opérations inscrites aux prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, outre le résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks, y compris les ventes et les achats de gaz naturel et de pétrole brut. Les profits et les pertes liés à la gestion des risques représentent les profits ou pertes latents, évalués à la valeur de marché, au titre d'instruments financiers dérivés servant à atténuer le risque de fluctuations des prix des marchandises, des coûts de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change, ainsi que les profits et les pertes réalisés liés à la gestion des risques, le cas échéant, sur les swaps de taux d'intérêt et les contrats de change. Au règlement d'un instrument financier, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur à présenter auquel se rapporte l'instrument dérivé. Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend en outre les coûts à l'échelle de Cenovus au titre des frais généraux et frais d'administration, des provisions au titre de contrats déficitaires, des charges financières, des produits d'intérêts, (du profit) de la perte de change, du (profit) au titre de la réévaluation, des coûts de transaction, de la réévaluation du paiement éventuel, des frais de recherche, (du profit) de la perte à la sortie d'actifs et de tout autre (profit) perte.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, les activités au titre de la gestion des risques ont donné lieu à :

- des profits latents liés à la gestion des risques de 247 M\$ (pertes de 486 M\$ en 2017) et de 508 M\$ (pertes de 75 M\$ en 2017), respectivement;
- des profits réalisés liés à la gestion des risques sur les contrats de change de 3 M\$ (pertes de 1 M\$ en 2017) et de 2 M\$ (profits de 142 M\$ en 2017), respectivement. En 2017, les profits liés à la gestion des risques se rapportaient à des activités de couverture visant à soutenir l'acquisition.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Frais généraux et frais d'administration	78	114	304	211
Provisions au titre de contrats déficitaires	630	2	692	6
Charges financières	183	191	489	458
Produits d'intérêts	(5)	(32)	(11)	(59)
(Profit) perte de change, montant net	(182)	(350)	307	(836)
(Profit) au titre de la réévaluation	-	-	-	(2 555)
Coûts de transaction	-	1	-	56
Réévaluation du paiement éventuel	(83)	(43)	411	(109)
Frais de recherche	4	6	23	15
(Profit) perte à la sortie d'actifs	795	(1)	794	-
Autre (profit) perte, montant net	(11)	(2)	(11)	(4)
	1 409	(114)	2 998	(2 817)

Charges

Frais généraux et frais d'administration

Les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été les coûts de la main-d'œuvre et la location de bureaux. Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018, les frais généraux et frais d'administration ont reculé de 36 M\$ principalement en raison de la réduction des primes d'intéressement à long terme et des coûts de transition de 18 M\$ liés à l'acquisition inscrits au troisième trimestre de 2017. Pour l'exercice à ce jour, les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 93 M\$, du fait surtout des indemnités de départ de 48 M\$ se rapportant aux réductions d'effectif réalisées durant le premier semestre de 2018, des hausses des frais de location et de l'augmentation des primes d'intéressement à long terme en raison de l'appréciation du cours de notre action, facteurs en partie contrebalancés par les coûts de transition de 28 M\$ liés à l'acquisition inscrits durant la période de neuf mois close le 30 septembre 2017.

Provisions au titre de contrats déficitaires

La provision au titre de contrats déficitaires a trait aux contrats de location simple déficitaires et aux charges d'exploitation liées à des locaux à bureaux à Calgary, en Alberta. La provision représente la valeur actualisée de l'écart entre les paiements locatifs futurs que nous sommes tenus de verser aux termes des contrats de location non résiliables et les recouvrements estimatifs au titre des sous-locations, écart actualisé à l'aide d'un taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, nous avons comptabilisé des provisions hors trésorerie au titre de contrats déficitaires de 630 M\$ et de 692 M\$, respectivement (2 M\$ et 6 M\$, respectivement, en 2017).

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

Charges financières

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme et les emprunts à court terme ainsi que de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Le 29 octobre 2018, nous avons remboursé une tranche de 800 M\$ US de nos billets non garantis échéant le 15 octobre 2019 d'un capital de 1 300 M\$ US, ce qui a donné lieu à la comptabilisation au troisième trimestre de 2018 d'une prime de remboursement de 21 M\$ US et de frais liés à l'émission de titres d'emprunt et d'une décote non amortie connexes de 1 M\$ à titre de charges financières.

Les charges financières ont baissé de 8 M\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2018 par rapport à celles de 2017 en raison de la baisse de la dette totale qui a comprimé les charges d'intérêts, en partie contrebalancée par la prime au remboursement de la dette à long terme. Au troisième trimestre de 2017, l'encours de la facilité de crédit-relais engagée dans le cadre de l'acquisition s'établissait à 2,7 G\$. Le montant prélevé sur la facilité de crédit-relais a été remboursé en entier avant le 31 décembre 2017. Pour l'exercice à ce jour, les charges financières ont crû par rapport à 2017, principalement en raison de la prime de remboursement de la dette à long terme et l'augmentation de la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement, facteurs en partie compensés par la baisse des charges d'intérêts.

Le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 5,1 % pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 (4,7 % et 4,9 %, respectivement, en 2017).

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
(Profit) perte de change latent	(196)	(440)	299	(908)
(Profit) perte de change réalisé	14	90	8	72
	(182)	(350)	307	(836)

En 2018, des pertes de change latentes ont été comptabilisées par suite essentiellement de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Au 30 septembre 2018, le dollar canadien par rapport au dollar américain s'est apprécié de 2 % en regard du taux au 30 juin 2018, ce qui a donné lieu à des profits latents pour le troisième trimestre, et s'est déprécié de 3 % par rapport à celui au 31 décembre 2017, ce qui a donné lieu à des pertes latentes pour l'exercice à ce jour.

(Profit) au titre de la réévaluation

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

Coûts de transaction

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, nous avons comptabilisé en charges des coûts de transaction de 56 M\$ liés à l'acquisition.

Réévaluation du paiement éventuel

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

Le paiement éventuel est comptabilisé à titre d'option financière. La juste valeur de 493 M\$ au 30 septembre 2018 a été estimée en calculant la valeur actualisée des flux de trésorerie attendus futurs à l'aide d'un modèle d'évaluation d'options. Le paiement éventuel est réévalué à la juste valeur à chaque date de clôture, et les variations de la juste valeur seront imputées au résultat net. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, un profit au titre de la réévaluation hors trésorerie de 83 M\$ et une perte de 411 M\$, respectivement, ont été comptabilisés. Au 30 septembre 2018, un montant de 59 M\$ est exigible en vertu de la convention.

Au 30 septembre 2018, le prix à terme moyen du WCS pour la durée résiduelle du paiement éventuel est de 53,06 \$ CA le baril. Les prix à terme trimestriels estimatifs du WCS pour la durée résiduelle de l'entente sont de l'ordre d'environ 45,20 \$ CA à 61,40 \$ CA le baril.

Amortissement et épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, les améliorations locatives et le mobilier de bureau. Les actifs non sectoriels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs en question, qui va de 3 à 25 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. La dotation s'est chiffrée à 14 M\$ pour le troisième trimestre de 2018 (15 M\$ en 2017) et à 43 M\$ pour l'exercice à ce jour (47 M\$ en 2017).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Charge d'impôt exigible				
Canada	(15)	(23)	(108)	(232)
États-Unis	5	(39)	9	(40)
Charge (produit) d'impôt exigible	(10)	(62)	(99)	(272)
Charge (produit) d'impôt différé	(255)	(55)	(304)	872
Total de la charge (du produit) d'impôt relativement aux activités poursuivies	(265)	(117)	(403)	600

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.

Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2018 et 2017, un produit d'impôt exigible relativement aux activités poursuivies a été comptabilisé en raison du report rétrospectif des pertes de l'exercice à l'étude et des exercices antérieurs.

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

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

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

Le 5 janvier 2018, nous avons conclu la vente des activités liées au pétrole brut et au gaz naturel de Suffield, dans le sud de l'Alberta, pour un produit brut en trésorerie de 512 M\$ avant les ajustements de clôture. Un profit de 344 M\$ avant impôt sur les activités abandonnées a été comptabilisé relativement à la vente.

Résultats financiers

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2018	2017	2018	2017
Chiffre d'affaires brut	-	331	15	1 091
Déduire : redevances	1	45	2	145
Produits des activités ordinaires	(1)	286	13	946
Charges				
Transport et fluidification	-	44	1	149
Activités d'exploitation	(2)	118	(29)	343
Taxe sur la production et impôts miniers	-	4	1	14
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	3	-	19
Marge d'exploitation	1	117	40	421
Amortissement et épuisement	-	-	-	190
Coûts de prospection	-	-	-	2
Charges financières	1	3	1	36
Résultat provenant des activités abandonnées, avant impôt	-	114	39	193
Charge (produit) d'impôt exigible	-	2	-	24
Charge (produit) d'impôt différé	1	29	11	27
Résultat provenant des activités abandonnées, après impôt	(1)	83	28	142
Profit (perte) sur les activités abandonnées, après impôt¹⁾	2	(440)	225	(440)
Résultat net provenant des activités abandonnées	1	(357)	253	(298)

1) Déduction faite des charges d'impôt de néant et de 83 M\$, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 (produit d'impôt différé de 163 M\$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017).

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation – activités poursuivies	1 258	481	1 630	1 778
Activités d'exploitation – activités abandonnées	1	111	39	381
Total pour les activités d'exploitation	1 259	592	1 669	2 159
Activités d'investissement – activités poursuivies	305	(385)	(649)	(15 412)
Activités d'investissement – activités abandonnées	(5)	897	409	759
Total pour les activités d'investissement	300	512	(240)	(14 653)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	1 559	1 104	1 429	(12 494)
Activités de financement	(68)	(1 009)	(204)	9 227
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises	(2)	48	30	179
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 489	143	1 255	(3 088)
			30 septembre 2018	31 décembre 2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie			1 865	610
Facilité engagée et n'ayant fait l'objet d'aucun prélèvement			4 500	4 500

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 1 259 M\$, en hausse de 667 M\$ par rapport à la période correspondante de 2017. L'augmentation est imputable principalement à la progression des prix du pétrole brut, à l'accroissement de la production, à la focalisation sur la maîtrise des coûts et aux variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, comme il est expliqué à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 1 669 M\$, en baisse de 490 M\$ par rapport à 2017. L'augmentation de la marge d'exploitation, analysée à la rubrique « Résultats financiers » du présent rapport de gestion, a été atténuée par la baisse du produit d'impôt exigible et la hausse des frais généraux et frais d'administration du fait principalement des indemnités de départ de 48 M\$, outre la hausse des frais de location. En 2017, nous avons tiré parti de profits réalisés liés à la gestion des risques de 142 M\$ sur les contrats de change, facteur contrebalancé par les coûts de transaction de 56 M\$ liés à l'acquisition. Ces baisses ont été en partie neutralisées 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.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se rapportant aux activités abandonnées se sont établis à 1 M\$ et à 39 M\$, respectivement (111 M\$ et 381 M\$, respectivement).

Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques, des actifs et des passifs détenus en vue de la vente et de la partie courante du paiement éventuel, le fonds de roulement de la société s'élevait à 1 582 M\$ au 30 septembre 2018, par rapport à 1 133 M\$ au 31 décembre 2017.

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 2018, les entrées de trésorerie liées aux activités d'investissement ont fléchi en regard de 2017. Le produit tiré du dessaisissement de CPP en 2018 a été inférieur au produit en trésorerie découlant des dessaisissements réalisés en 2017. Les dépenses d'investissement de 2018 ont été moindres que celles de 2017, ce qui rend compte de notre focalisation continue sur la discipline en matière de capital.

Pour l'exercice à ce jour, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont reculé en 2018 principalement du fait de l'acquisition en 2017.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont été moins élevées au troisième trimestre de 2018 qu'en 2017 en raison principalement du remboursement d'une tranche de la facilité de crédit-relais engagée au troisième trimestre de 2017. Depuis le début de l'exercice, les sorties de trésorerie liées aux activités de financement ont été affectées principalement au versement de dividendes sur les actions ordinaires. En 2017, les entrées de trésorerie liées aux activités de financement provenaient de l'émission de titres d'emprunt et d'actions ordinaires pour le financement de l'acquisition.

La dette totale au 30 septembre 2018 s'établissait à 9 824 M\$ (9 513 M\$ au 31 décembre 2017). Le 27 septembre 2018, nous avons entamé le processus visant le remboursement d'une tranche de 800 M\$ US de nos billets non garantis échéant le 15 octobre 2019 d'un capital de 1 300 M\$ US. L'encours de la dette libellée en dollars américains n'a pas changé depuis le 31 décembre 2017 (7 650 M\$ US), l'augmentation de la dette totale étant imputable à la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. À la clôture de l'opération de remboursement de la dette, l'encours sera ramené à 6 850 M\$ US.

Au 30 septembre 2018, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

Dividendes

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, la société a versé un dividende de 0,05 \$ par action, soit 61 M\$, et 0,15 \$ par action, soit 183 M\$, respectivement (0,05 \$ par action, soit 62 M\$, et 0,15 \$ par action, soit 164 M\$, en 2017). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

Sources de liquidités disponibles

La société prévoit que les flux de trésorerie tirés de ses activités en amont et de celles liées au raffinage suffiront à financer la totalité de ses besoins en trésorerie en 2018. Tout manque à gagner éventuel pourra être financé par l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt, y compris des prélèvements sur notre facilité de crédit, la gestion du portefeuille d'actifs et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à la société. La société entend bien conserver les notes de crédit d'excellente qualité que lui ont accordées S&P Global Ratings, DBRS Limited et Fitch Ratings.

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 30 septembre 2018 :

(en millions de dollars)

	Échéance	Montant
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Sans objet	1 865
Facilité de crédit engagée – tranche A ¹⁾	Novembre 2021	3 300
Facilité de crédit engagée – tranche B ²⁾	Novembre 2020	1 200

1) Prorogée au 30 novembre 2022, avec prise d'effet le 17 octobre 2018.

2) Prorogée au 30 novembre 2021, avec prise d'effet le 17 octobre 2018.

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 17 octobre 2018, nous avons modifié la facilité de crédit engagée en vue de proroger l'échéance de la tranche de 1,2 G\$ au 30 novembre 2021 et celle de la tranche de 3,3 G\$ au 30 novembre 2022. Au 30 septembre 2018, aucun montant n'avait été prélevé sur la 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.

Prospectus préalable de base

Cenovus dispose d'un prospectus préalable de base qui expire en novembre 2019. Au 30 septembre 2018, des émissions de 4,6 G\$ US peuvent encore être effectuées aux termes du prospectus préalable de base. Les émissions effectuées aux termes du prospectus sont assujetties aux conditions du marché.

Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette nette/BAIIA ajusté et le ratio dette nette/capitaux permanents. Les mesures hors PCGR qu'emploie la société se définissent comme suit : la dette nette comprend les emprunts à court terme et les 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, les pertes de valeur du goodwill, les pertes de valeur d'actifs et les reprises sur celles-ci, les profits ou les pertes latents liés à la gestion des risques, les profits ou pertes de change, le profit au titre de la réévaluation, la réévaluation du paiement éventuel, le profit ou la perte à la sortie d'actifs et les autres profits ou pertes nets, calculés sur une base de 12 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 2018	31 décembre 2017
Ratio dette nette/capitaux permanents (%)	30	31
Ratio dette nette/BAIIA ajusté	3,5 x	2,8 x

À long terme, Cenovus vise un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0 x. Notre objectif consiste à maintenir une discipline rigoureuse en matière de capital et à 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.

Le 29 octobre 2018, nous avons remboursé une tranche de 800 M\$ US de nos billets non garantis échéant le 15 octobre 2019 d'un capital de 1 300 M\$ US. Au troisième trimestre de 2018, une prime de remboursement de 21 M\$ US et des frais liés à l'émission de titres d'emprunt et une décote non amortie connexes de 1 M\$ ont été comptabilisés.

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

Par ailleurs, Cenovus a émis 208 millions d'actions ordinaires en faveur de ConocoPhillips le 17 mai 2017 à titre de contrepartie partielle relativement à l'acquisition. Dans le cadre de la contrepartie en actions, Cenovus et ConocoPhillips ont conclu une convention avec les investisseurs et une convention de droits d'inscription qui, notamment, a empêché ConocoPhillips de vendre ou de couvrir ses actions ordinaires de Cenovus jusqu'au 17 novembre 2017. ConocoPhillips ne pourra pas non plus proposer de nouveaux membres au conseil d'administration de Cenovus et devra exercer les droits de vote rattachés à ses actions ordinaires de Cenovus selon les recommandations de la direction ou s'abstenir de voter jusqu'à ce que ConocoPhillips détienne 3,5 % ou moins des actions ordinaires de Cenovus alors en circulation. Au 30 septembre 2018, ConocoPhillips détenait toujours ces actions ordinaires.

Se reporter à la note 21 annexe aux 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.

	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
30 septembre 2018		
Actions ordinaires	1 228 790	s. o.
Options sur actions	35 563	28 271
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	14 651	1 526

Obligations contractuelles et engagements

Cenovus est liée par diverses obligations se rapportant à des biens et à des services qu'elle contracte dans le cours normal de ses activités. Ces obligations ont trait surtout aux contrats de transport, aux contrats de location simple visant des immeubles, au programme de gestion des risques et à la capitalisation des régimes à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Les obligations dont l'échéance initiale est à moins de un an en ont été exclues. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés au 31 décembre 2017.

Nous avons des engagements totalisant 20 G\$, dont une tranche de 18 G\$ se rapporte à divers engagements liés au transport, notamment un montant de 553 M\$ lié à de nouveaux contrats ayant trait principalement à des ententes élargies au titre de terminaux de transport routier et ferroviaire et de réservoirs. Certains des engagements liés au transport, à hauteur de 9 G\$, sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés, mais ne sont pas encore en vigueur (9 G\$ au 31 décembre 2017). Ces contrats sont d'une durée pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur et devraient concourir à l'harmonisation de nos besoins futurs en matière de transport avec la croissance prévue de la production.

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

Au 30 septembre 2018, des lettres de crédit en cours totalisant 324 M\$ étaient émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (376 M\$ au 31 décembre 2017).

Actions en justice

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

Païement éventuel

Dans le cadre de l'acquisition et en ce qui concerne la production liée aux sables bitumineux, Cenovus a convenu de verser des paiements trimestriels à ConocoPhillips au cours des cinq années suivant le 17 mai 2017 pour chaque trimestre où le prix moyen du pétrole brut du WCS sera supérieur à 52 \$ le baril. Au 30 septembre 2018, la juste valeur estimative du paiement conditionnel s'établissait à 493 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 2017.

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.

Risque lié aux 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 23 et 24 annexes aux 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 financière des activités de gestion des risques

Trimestres clos les 30 septembre						
(en millions de dollars)	2018			2017		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut ¹⁾	330	(237)	93	9	483	492
Raffinage	(2)	5	3	-	2	2
Taux d'intérêt	-	(15)	(15)	-	1	1
Change	(3)	-	(3)	1	-	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	325	(247)	78	10	486	496
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(87)	65	(22)	(18)	(132)	(150)
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	238	(182)	56	(8)	354	346

1) Les chiffres de 2017 excluent les pertes liées à la gestion des risques de 3 M\$ à l'égard de contrats sur le pétrole brut relatifs au secteur Hydrocarbures classiques, lequel a été classé à titre d'activité abandonnée.

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre						
(en millions de dollars)	2018			2017		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut ¹⁾	1 491	(457)	1 034	72	66	138
Raffinage	2	(1)	1	4	(1)	3
Taux d'intérêt	-	(50)	(50)	-	10	10
Change	(2)	-	(2)	(142)	-	(142)
(Profit) perte lié à la gestion des risques	1 491	(508)	983	(66)	75	9
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(404)	135	(269)	-	(20)	(20)
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	1 087	(373)	714	(66)	55	(11)

1) Les chiffres de 2017 excluent les pertes liées à la gestion des risques de 19 M\$ à l'égard de contrats sur le pétrole brut relatifs au secteur Hydrocarbures classiques, lequel a été classé à titre d'activité abandonnée.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, la société a comptabilisé des pertes réalisées à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut, car les prix de règlement étaient supérieurs aux prix contractuels convenus. Des contrats de couverture avaient été conclus pour assurer une protection contre les baisses et soutenir notre capacité d'adaptation financière par suite de l'acquisition. La plupart de ces contrats de couverture ont maintenant expiré.

La société a par ailleurs comptabilisé des profits latents sur ses instruments financiers liés au pétrole brut pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 en raison principalement de la réalisation des positions nettes, annulée en partie par les pertes découlant de la hausse des prix de référence du WTI et du Brent.

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 et aux états financiers consolidés intermédiaires 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. Aucun changement n'a été apporté aux jugements d'importance critique auxquels la société a recours lors de l'application des méthodes comptables au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018. 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 2017.

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'a été apporté aux principales sources d'incertitude relative aux estimations au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018. 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 2017.

Changements de méthodes comptables

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

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

D'autres renseignements sur les changements de méthodes comptables découlant de l'adoption d'IFRS 9 et d'IFRS 15 se trouvent à la note 3 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires.

Adoption à venir de nouvelles normes et interprétations comptables

Une description des nouvelles normes et interprétations comptables qui seront adoptées au cours de périodes futures se trouve dans les notes annexes aux états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2017. Les paragraphes qui suivent contiennent une mise à jour de l'information fournie dans les états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Contrats de location

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui impose aux entités de comptabiliser à l'état de la situation financière les créances et les obligations au titre de contrats de location. En ce qui concerne les preneurs, IFRS 16 annule le classement des contrats de location à titre soit de contrats de location simple, soit de contrats de location-financement, tous les contrats de location étant considérés comme des contrats de location-financement. Certains contrats de location à court terme (moins de 12 mois) et contrats de location visant des actifs de faible valeur (au sens de la norme) ne sont pas visés par ces dispositions et peuvent encore être traités comme des contrats de location simple.

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

IFRS 16 sera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. La norme peut être appliquée de manière rétrospective ou selon une approche rétrospective modifiée. Ainsi, l'information financière de la période précédente n'a pas à être retraitée, car, selon l'approche rétrospective modifiée, l'effet cumulatif de la mise en application de la norme doit être constaté à titre d'ajustement des résultats non distribués d'ouverture. Nous avons l'intention d'employer l'approche rétrospective modifiée lors de l'adoption d'IFRS 16.

Nous avons effectué une première évaluation de ses répercussions possibles sur nos états financiers consolidés. L'effet réel de l'application d'IFRS 16 aux états financiers consolidés de la période de l'adoption initiale dépendra de la conjoncture économique future, et notamment de notre taux d'emprunt au 1^{er} janvier 2019, de la composition de notre portefeuille de contrats de location à la date de l'adoption, de notre décision d'exercer ou non les options de renouvellement, le cas échéant, et de la mesure avec laquelle nous nous prévaudrons des mesures de simplification permises aux termes de la norme.

Nous prévoyons que l'effet le plus marqué de l'adoption d'IFRS 16 sera la comptabilisation d'actifs au titre des droits d'utilisation et des obligations locatives correspondantes relativement à nos contrats de location simple visant des locaux pour bureaux. De plus, la nature des charges liées à ces contrats sera modifiée, car aux termes d'IFRS 16, on ne comptabilise plus les paiements de location liés à un contrat de location simple en charges sur une base linéaire, mais plutôt une charge d'amortissement relative à l'actif au titre du droit d'utilisation et une charge financière relative à l'obligation locative.

À l'adoption d'IFRS 16, nous comptabiliserons les obligations locatives se rapportant aux contrats de location selon les principes de la nouvelle norme. Ces obligations seront évaluées à la valeur actualisée des paiements de loyers résiduels, calculée à l'aide de notre taux d'emprunt marginal au 1^{er} janvier 2019. L'actif au titre du droit d'utilisation correspondant sera évalué initialement à un montant égal à l'obligation locative au 1^{er} janvier 2019, sans effet sur les résultats non distribués.

À l'adoption initiale, nous avons l'intention d'utiliser les mesures de simplification permises énumérées ci-après. Certaines de ces mesures peuvent être exercées contrat par contrat, les autres étant applicables par catégorie de biens sous-jacents. La direction s'affaire à évaluer si certains contrats de location ou catégories de biens ne seront pas visés par les mesures de simplification.

- 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;
- Nous appuyer sur notre évaluation de la dépréciation effectuée précédemment conformément à 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.

Pour l'heure, nous n'avons pas l'intention d'appliquer ces mesures de simplification de manière permanente.

Nous avons chargé de la transition une équipe multidisciplinaire réunie à cette fin, et nous avons élaboré un plan détaillé de mise en œuvre. Nous avons établi un processus d'analyse de nos contrats afin de repérer les éventuels contrats de location, et nous effectuons maintenant des évaluations détaillées des contrats susceptibles d'entrer dans le champ d'application d'IFRS 16. Nous avons aussi entrepris l'implémentation d'un logiciel capable de rassembler et de produire les données nécessaires pour nous acquitter des obligations de comptabilisation et d'information imposées par la nouvelle norme. Les évaluations des contrats de même que la modification des méthodes comptables, des contrôles internes, des systèmes d'information, des processus comptables et des processus d'affaires se poursuivront jusqu'à la fin de 2018. Nous évaluons par ailleurs l'incidence qu'aura cette nouvelle norme sur nos mesures hors PCGR.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

La direction, notamment le président et chef de la direction et le premier vice-président et chef des finances, est responsable de l'établissement et du maintien du contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») qui visent à fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été préparés comme il se doit.

La société avait limité l'étendue et la conception du CIIF et des CPCI afin d'en exclure les contrôles, politiques et procédures des actifs du Deep Basin, que la société a acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises le 17 mai 2017. Au cours du deuxième trimestre de 2018, la société a parachevé l'évaluation et l'intégration des contrôles, politiques et procédures des actifs du Deep Basin. Aucune faiblesse importante ou déficience significative n'a été observée durant l'intégration. Aucun autre changement n'a été apporté au CIIF de la société au cours du trimestre clos le 30 septembre 2018 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 2018, 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. Nous continuerons de rechercher des moyens d'accroître nos marges grâce au rendement opérationnel et à la domination du marché par les coûts, tout en mettant l'accent sur la sécurité et la fiabilité de nos activités. La gestion dynamique des engagements et des occasions d'accès aux marchés devrait nous permettre de concrétiser notre objectif qui consiste à atteindre une plus vaste clientèle afin d'obtenir un prix de vente plus élevé pour notre production de liquides.

Au cours du troisième trimestre, nous avons signé des ententes de transport ferroviaire visant la capacité d'acheminer environ 100 000 barils par jour de pétrole brut lourd vers diverses destinations situées sur la côte américaine du golfe du Mexique, lesquelles ententes nous procurent un moyen d'acheminer nos volumes de production hors Alberta vers un bassin de clients sur d'autres marchés, ainsi que d'atténuer quelque peu l'incidence de la congestion des pipelines sur les prix en ce qui concerne les volumes en question. Nous croyons que les difficultés liées au transport auxquelles fait face notre secteur continueront d'avoir des répercussions défavorables sur les prix du pétrole lourd, ce qui met en relief la nécessité d'accroître le recours au transport ferroviaire au sein du secteur et d'approuver les projets de pipelines en Amérique du Nord pour qu'ils puissent aller de l'avant dès que possible.

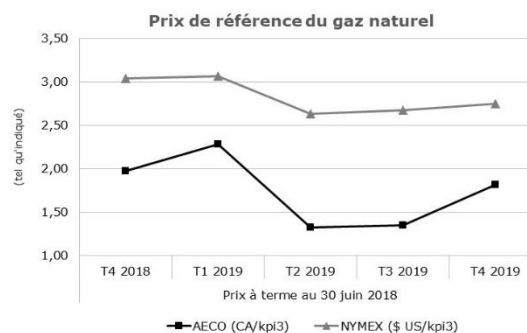
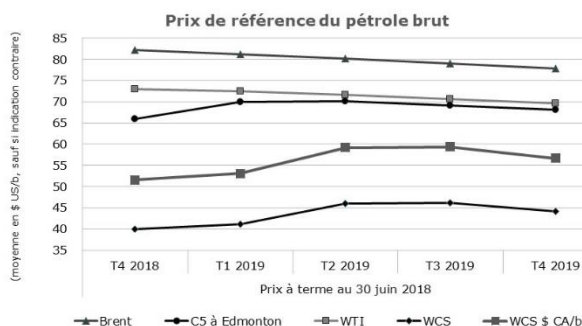
Grâce à une focalisation continue sur la discipline en matière de capital et les réductions de coûts, nous avons réduit les capitaux nécessaires pour maintenir nos activités de base et faire croître nos projets, facteur qui, à notre avis, confortera encore davantage à assurer notre résilience financière.

L'analyse des perspectives qui suit porte essentiellement sur les 12 à 15 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 :

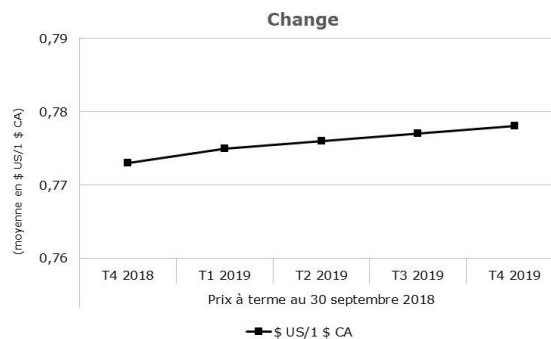
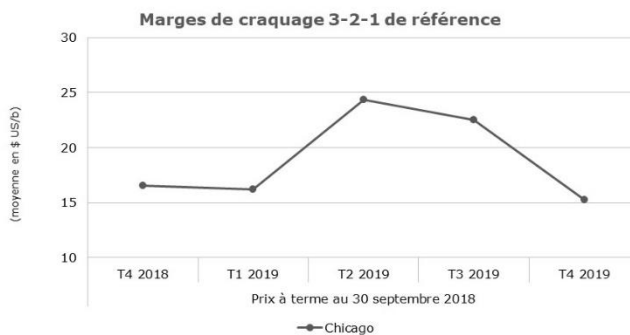
- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut léger devrait rester favorable et largement tributaire de la sévérité des mesures des États-Unis à l'encontre du pétrole brut iranien, de la capacité de l'Arabie saoudite et de la Russie d'accroître l'offre pour compenser la diminution du pétrole iranien, ainsi que l'effet général sur la demande de la hausse des prix.
- Dans l'ensemble, la volatilité des prix du pétrole brut devrait s'accroître, car les stocks reviendront à leurs niveaux historiques.
- La société s'attend à ce que l'écart Brent-WTI et l'écart WTI-WTS se résorbent une fois que la capacité additionnelle de transport pipelinier hors du bassin Permian deviendra disponible, au second semestre de 2019.
- La société s'attend à ce que l'écart WTI-WCS reste supérieur aux moyennes historiques tant que des capacités de transport additionnelles ne viendront pas alléger les difficultés de transport causées par la croissance prévue de la production.
- La société estime que la réglementation de l'Organisation maritime internationale (l'« OMI ») sur le point d'être promulguée causera un élargissement de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, mais l'ampleur de cet élargissement reste incertaine.



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

Les marges de craquage des raffineries continueront vraisemblablement à fluctuer, compte tenu des tendances saisonnières, et se contracteront lorsque l'écart Brent-WTI le fera aussi. Les larges écarts WTI-WCS et Brent-WTI devraient inciter les raffineurs du Midwest et de l'intérieur des terres aux États-Unis à traiter des volumes additionnels de pétrole brut lourd provenant du Canada ou de pétrole brut léger non sulfuré provenant de l'ouest du Texas. En outre, l'écart WTI-WTS devrait se rétrécir au fil de la mise en service de la capacité de transport pipelinier additionnelle provenant de l'ouest du Texas.

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 majoreront leurs taux directeurs l'une par rapport à l'autre et de nouveaux facteurs macroéconomiques d'autre part. La Banque du Canada a relevé son taux de référence à deux reprises en 2017 et deux fois de plus jusqu'à maintenant en 2018, ce qui marque une transition notable vers un resserrement de la politique monétaire.



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

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

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

Priorités pour le reste de 2018

Réductions de coûts et désendettement

Pour 2018, nous avons mis l'accent sur notre approche disciplinée en matière de capital et le désendettement du bilan dans le but de nous positionner en vue d'accroître les rendements pour les actionnaires. Notre priorité demeure la résilience et la flexibilité financières tout en continuant d'assurer notre exploitation de manière sûre et fiable, élément qui reste prioritaire.

Au cours des trois dernières années, nous avons réalisé des améliorations considérables au chapitre des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien. En 2018, nous continuons de constater des efficiences améliorées à l'échelle de Cenovus, lesquelles devraient permettre 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.

Au 30 septembre 2018, notre dette nette était inférieure à 8,0 G\$, en baisse par rapport à 9,6 G\$ au 30 juin 2018, du fait de notre solide performance financière, de notre approche disciplinée en matière de capital, outre le dessaisissement de CPP. Du fait des fonds en caisse et du montant disponible au titre de notre facilité de crédit engagée, nous disposons de liquidités d'environ 6,4 G\$ au 30 septembre 2018. Le 29 octobre 2018, notre situation de trésorerie nous a permis de rembourser une tranche de 800 M\$ US de nos billets non garantis échéant le 15 octobre 2019 d'un capital de 1 300 M\$ US.

Nous poursuivons la mise en vente d'un ensemble d'actifs non essentiels du Deep Basin dont la production représente environ 15 000 bep par jour. Nous cherchons en outre d'autres occasions de rationalisation et d'augmentation de la valeur de notre portefeuille d'actifs. Nous estimons que nos flux de trésorerie, le produit du dessaisissement d'autres actifs et les compressions de coûts à venir nous aideront à atteindre notre objectif d'un ratio dette nette/BAIIA ajusté inférieur à 2,0 x.

Rigueur en matière de dépenses d'investissement

Du fait de notre focalisation continue sur la discipline en matière de capital et des efficiences au chapitre des coûts repérées, nous avons mis à jour nos prévisions pour 2018 et prévoyons que les dépenses d'investissement se situeront dans une fourchette prévisionnelle de l'ordre de 1,3 G\$ à 1,4 G\$, en baisse de 16 % par rapport à notre prévision datée du 13 décembre 2017. La société consacre la majeure partie de son budget d'investissement de 2018 au maintien de la production tirée des sables bitumineux, tout en appuyant les travaux de construction en cours dans le cadre de l'expansion de la phase G de Christina Lake et le programme de forage visé dans le Deep Basin. L'intégration demeure une partie importante de la stratégie globale de la société. Toutefois, certaines dépenses d'investissement seront aussi consacrées aux travaux d'entretien prévus des raffineries et à l'amélioration de la fiabilité de celles-ci.

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. Au cours du troisième trimestre, nous avons signé des ententes de transport ferroviaire visant l'acheminement de pétrole brut lourd depuis le nord de l'Alberta vers diverses destinations situées sur la côte américaine du golfe du Mexique à compter du quatrième trimestre de 2018. Même si nous demeurons convaincus que la nouvelle capacité de transport pipelinier sera construite, ces ententes de transport ferroviaire nous aideront à acheminer notre pétrole vers des marchés à prix majorés. Nous nous attendons à compléter la capacité faisant l'objet d'engagements fermes à l'aide de solutions d'optimisation visant la fluidification, le stockage, le sourçage et les destinations afin de nous assurer de maximiser la marge pour chaque baril que nous produisons.

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

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

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Les estimations des réserves ont été préparées en date du 31 décembre 2017 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 2018. 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 2017.

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

Information prospective

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

L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « viser », « prévoir », « croire », « estimer », « déterminé à », « s'engager à », « planifier », « projeter », « avenir », « futur », « prévision », « cibler », « positionnement », « capacité », « pouvoir », « accent », « perspective », « indication », « éventuel », « priorité », « souhaiter », « sur la bonne voie », « calendrier », « stratégie », « à terme » ou des expressions analogues ainsi qu'à l'emploi du futur ou du conditionnel et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : toutes les déclarations sur la stratégie et les étapes déterminantes connexes, les échéanciers et les mesures à prendre pour les réaliser, notamment notre objectif de maximiser la valeur pour les actionnaires en réduisant notre structure de coûts et en réalisant les meilleures marges bénéficiaires et 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, en continuant d'accroître notre performance opérationnelle et en nous montrant à la hauteur de notre réputation d'intégrité; durée prévue des phases d'expansion des sables bitumineux et leur capacité de production prévue; projections pour 2018 et par la suite et plans et stratégies élaborés pour leur réalisation; prévisions à l'égard des taux de change et de leurs tendances; occasions futures de mise en valeur du pétrole et du gaz naturel; résultat d'exploitation et résultats financiers projetés, y compris les prix de vente, les coûts et les flux de trésorerie projetés; engagement à continuer de réduire la dette, notamment la cible à long terme du ratio dette nette/BAIIA ajusté; capacité à honorer les

obligations de paiements à l'échéance; priorités et approche à l'égard des décisions en matière d'investissement et de l'affectation des capitaux; dépenses d'investissement prévues, y compris leur montant, leur calendrier de réalisation et leurs sources de financement; tous les énoncés portant sur les prévisions pour 2018; production future attendue, notamment le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci; la prévision que 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; réserves prévues; 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; préservation de la capacité d'adaptation financière et concrétisation des divers plans et stratégies sous-jacents; réductions de coûts prévues et leur pérennité; priorités, notamment pour 2018; répercussions futures des mesures réglementaires; prix des marchandises, écarts et tendances projetés et incidence attendue sur Cenovus; répercussions éventuelles sur Cenovus de divers risques, notamment ceux qui se rapportent aux prix des marchandises; efficacité potentielle des stratégies de gestion des risques; nouvelles normes comptables, calendrier de leur adoption par Cenovus et incidence prévue sur les états financiers consolidés; disponibilité et remboursement des facilités de crédit; vente éventuelle d'actifs; incidence attendue du paiement éventuel; utilisation et mise au point futures de la technologie et résultats futurs en découlant; capacité de la société à disposer de toutes les technologies nécessaires et à les mettre en œuvre pour exploiter avec efficacité et efficacie ses actifs et réaliser des réductions de coûts attendues et futures; croissance et 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 l'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 2018, disponibles sur cenovus.com; les dépenses d'investissement prévues, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les prix prévus des condensats; les régimes de redevances applicables, notamment les taux de redevance prévus; les améliorations futures de la disponibilité de la capacité de transport des produits; l'augmentation du cours de notre action et de notre capitalisation boursière à long terme; le resserrement futur des écarts du pétrole brut; la réalisation des incidences prévues de notre capacité de stocker des barils non encore produits dans nos réservoirs de sables bitumineux, notamment notre capacité d'effectuer la production et de réaliser les ventes à une date ultérieure lorsque la capacité de transport pipelinier s'améliore et les écarts du brut rétrécissent; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; les estimations et les jugements comptables; l'utilisation et la mise au point de technologies à l'avenir et les résultats futurs prévus en découlant; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations ou de leurs étapes; notre capacité de dégager des flux de trésorerie suffisants pour nous acquitter de nos obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; la réalisation des effets attendus de l'acquisition; l'intégration fructueuse des actifs du Deep Basin; notre capacité à attirer et à retenir du personnel qualifié et à obtenir le matériel requis, et ce, en temps voulu et de manière rentable; notre capacité à avoir accès à des capitaux suffisants pour poursuivre les plans de mise en valeur; notre capacité à conclure des ventes d'actifs et à obtenir les modalités de transaction souhaitées selon le calendrier prévu; les prix prévus du bitume, du pétrole brut, des liquides de gaz naturel, des condensats et des produits raffinés; 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 Western Canadian Select (« WCS ») et des prix 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 prévisions pour 2018, mises à jour le 30 octobre 2018, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : prix du Brent, 74,70 \$ US/b; prix du WTI, 68,00 \$ US/b; prix du WCS, 41,60 \$ US/b; prix du gaz naturel au NYMEX, 2,95 \$ US/MBtu; prix du gaz naturel AECO, 1,50 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 16,30 \$ US/b; taux de change, 0,78 \$ US/\$ CA.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels figurent notamment les suivants : l'incapacité éventuelle de la société à concrétiser les avantages prévus de l'acquisition et les synergies devant en découler; l'incapacité éventuelle de disposer d'une partie ou de l'ensemble des technologies nécessaires pour exploiter les actifs de la société de manière efficace et efficace, ou de les mettre en place et de réaliser les résultats futurs attendus; la volatilité des prix des marchandises et d'autres hypothèses connexes; l'incapacité éventuelle 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; l'efficacité de notre programme de gestion des risques, y compris l'effet des instruments financiers dérivés; l'efficacité de nos stratégies de couverture et la suffisance des liquidités; l'exactitude des estimations de coûts; les prix des

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

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

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Des événements ou des situations peuvent faire en sorte que les résultats réels de la société diffèrent de manière significative des résultats estimés ou prévus exprimés, de manière expresse ou implicite, dans l'information prospective. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » de notre rapport de gestion pour la période close le 31 décembre 2017, 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, ainsi que les mises à jour présentées à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion.

ABRÉVIATIONS

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

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

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 2018 (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	2 992	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
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

Trimestre clos le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Deep Basin ¹⁾	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne ²⁾	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	2 210	200	2 410	(863)	-	-	(19)	1 528
Redevances	54	13	67	-	-	-	-	67
Transport et fluidification	1 066	22	1 088	(863)	1	-	(1)	225
Charges d'exploitation	259	101	360	-	-	-	(9)	351
Prix nets opérationnels	831	64	895	-	(1)	-	(9)	885
(Profit) perte lié à la gestion des risques	9	-	9	-	-	-	-	9
Marge d'exploitation	822	64	886	-	(1)	-	(9)	876

Période de neuf mois close le 30 septembre 2018 (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	8 646	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
Taxe sur 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

Période de neuf mois close le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)	Selon les états financiers consolidés intermédiaires			Ajustements				Base pour le calcul des prix nets opérationnels
	Sables bitumineux ¹⁾	Deep Basin ¹⁾	Activités poursuivies	Condensats	Stocks	Consommation interne ²⁾	Autres	Activités poursuivies
Chiffre d'affaires brut	4 938	324	5 262	(2 060)	-	-	(30)	3 172
Redevances	117	21	138	-	-	-	-	138
Transport et fluidification	2 511	32	2 543	(2 060)	1	-	(3)	481
Charges d'exploitation	663	156	819	-	-	-	(62)	757
Prix nets opérationnels	1 647	115	1 762	-	(1)	-	35	1 796
(Profit) perte lié à la gestion des risques	72	-	72	-	-	-	-	72
Marge d'exploitation	1 575	115	1 690	-	(1)	-	35	1 724

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

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

Sables bitumineux

Trimestre clos le 30 septembre 2018 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés inter-médiaires 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

Trimestre clos le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés inter-médiaires ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	603	737	1 340	1	863	-	6	2 210
Redevances	43	11	54	-	-	-	-	54
Transport et fluidification	126	79	205	-	863	(1)	(1)	1 066
Charges d'exploitation	138	116	254	1	-	-	4	259
Prix nets opérationnels	296	531	827	-	-	1	3	831
(Profit) perte lié à la gestion des risques	2	7	9	-	-	-	-	9
Marge d'exploitation	294	524	818	-	-	1	3	822

Période de neuf mois close le 30 septembre 2018 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés inter-médiaires 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

Période de neuf mois close le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés inter-médiaires ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total – pétrole brut	Gaz naturel	Condensats	Stocks	Autres	Total – Sables bitumineux
Chiffre d'affaires brut	1 319	1 541	2 860	7	2 060	-	11	4 938
Redevances	87	30	117	-	-	-	-	117
Transport et fluidification	281	170	451	-	2 060	(1)	1	2 511
Charges d'exploitation	328	280	608	6	-	-	49	663
Prix nets opérationnels	623	1 061	1 684	1	-	1	(39)	1 647
(Profit) perte lié à la gestion des risques	33	39	72	-	-	-	-	72
Marge d'exploitation	590	1 022	1 612	1	-	1	(39)	1 575

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

Deep Basin

	Base pour le calcul des prix nets opérationnels	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
Trimestre clos le 30 septembre 2018 (en millions de dollars)	Total	Autres ²⁾	Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	202	12	214
Redevances	11	-	11
Transport et fluidification	20	-	20
Charges d'exploitation	97	6	103
Prix nets opérationnels	74	6	80
(Profit) perte lié à la gestion des risques	7	-	7
Marge d'exploitation	67	6	73
Trimestre clos le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)	Total	Autres ²⁾	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
			Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	187	13	200
Redevances	13	-	13
Transport et fluidification	20	2	22
Charges d'exploitation	96	5	101
Prix nets opérationnels	58	6	64
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-
Marge d'exploitation	58	6	64
Période de neuf mois close le 30 septembre 2018 (en millions de dollars)	Total	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
			Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	672	42	714
Redevances	62	-	62
Transport et fluidification	68	4	72
Charges d'exploitation	283	20	303
Taxe sur la production et impôts miniers	1	-	1
Prix nets opérationnels	258	18	276
(Profit) perte lié à la gestion des risques	26	-	26
Marge d'exploitation	232	18	250
Période de neuf mois close le 30 septembre 2017 (en millions de dollars)	Total	Ajustements	Selon les états financiers consolidés intermédiaires ¹⁾
			Total – Deep Basin
Chiffre d'affaires brut	305	19	324
Redevances	21	-	21
Transport et fluidification	30	2	32
Charges d'exploitation	143	13	156
Prix nets opérationnels	111	4	115
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-
Marge d'exploitation	111	4	115

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

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

Volumes de vente

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en barils par jour, à moins d'indication contraire)	2018	2017	2018	2017
Sables bitumineux				
Foster Creek	171 936	157 850	169 006	114 466
Christina Lake	206 688	206 338	209 909	150 656
Total - pétrole brut tiré des Sables bitumineux	378 624	364 188	378 915	265 122
Gaz naturel (en Mpi ³ par jour)	-	6	2	11
Total - Sables bitumineux (en bep par jour)	378 625	365 210	379 189	266 940
Deep Basin				
Total - liquides	32 269	32 864	33 918	16 706
Gaz naturel (en Mpi ³ par jour)	520	495	546	251
Total - Deep Basin (en bep par jour)	118 920	115 301	124 984	58 516
Moins : consommation interne¹⁾ (en Mpi ³ par jour)	(293)	-	(305)	-
Ventes - activités poursuivies¹⁾ (en bep par jour)	448 712	480 512	453 340	325 457

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