



RAPPORT DE GESTION
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2016

TABLE DES MATIÈRES

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS DE 2016.....	4
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	5
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	7
RÉSULTATS FINANCIERS.....	9
SECTEURS À PRÉSENTER	14
SABLES BITUMINEUX.....	15
HYDROCARBURES CLASSIQUES	20
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	25
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	27
RÉSULTATS TRIMESTRIELS	29
RÉSERVES ET RESSOURCES DE PÉTROLE ET DE GAZ	31
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	33
GESTION DES RISQUES	37
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	44
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	47
RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	48
PERSPECTIVES	48
MISE EN GARDE.....	50
ABRÉVIATIONS.....	53
RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS.....	54

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société », c'est-à-dire Cenovus Energy Inc., ses filiales et les participations qu'elle ou ses filiales détiennent), daté du 15 février 2017, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2016 et les notes annexes (les « états financiers consolidés »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 15 février 2017, sauf indication contraire. Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective concernant les prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles de Cenovus. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à cette information prospective, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction a préparé ce rapport de gestion. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») a examiné le rapport de gestion et en a recommandé l'approbation au conseil; le conseil l'a approuvé le 15 février 2017. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information sur le site Web de la société ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Mode de présentation

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens, 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 (auparavant appelés flux de trésorerie), le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation disponibles (auparavant appelés flux de trésorerie disponibles), la dette, la dette nette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (le « BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures ayant une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. 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 pour qu'ils puissent analyser l'information sur la liquidité de Cenovus et la capacité de la société à dégager des fonds pour financer ses activités. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substitut des mesures préparées selon les IFRS. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, que la société désigne maintenant sous le nom de marge d'exploitation, étaient auparavant considérés comme une mesure hors PCGR; cependant, comme la marge d'exploitation est présentée à titre de total partiel à la note 1 des états financiers consolidés, elle n'est plus considérée comme une mesure hors PCGR.

La décision de renommer « marge d'exploitation » les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et « fonds provenant de l'exploitation ajustés » les flux de trésorerie fait suite à des directives publiés récemment par les organismes de réglementation. La définition de chaque mesure hors PCGR ou autre total partiel et son rapprochement, s'il y a lieu, sont fournis dans les sections « Résultats financiers », « Résultats d'exploitation », « Situation de trésorerie et sources de financement » ou « Mise en garde » du présent rapport de gestion.

APERÇU DE CENOVUS

Cenovus est une société pétrolière canadienne intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta, et dont les actions sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York. Au 31 décembre 2016, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 17 G\$. La société est engagée dans la mise en valeur, la production et la commercialisation du pétrole brut, des liquides du gaz naturel (« LGN ») et du gaz naturel au Canada. La société exerce en outre des activités de commercialisation et possède des installations de raffinage aux États-Unis. En 2016, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus s'est établie à environ 205 860 barils par jour et la production moyenne de gaz naturel a été de 394 Mpi³/j. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 444 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 471 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Stratégie

La société a pour stratégie de viser en premier lieu la production d'un rendement total pour les actionnaires en tant que producteur nord-américain d'énergie à faible coût en mettant à profit ses avantages stratégiques : ses actifs de première qualité, son approche méthodique inspirée du secteur de la fabrication, la valeur ajoutée découlant de l'intégration de ses activités, ses innovations concertées et son excellente réputation.

Actifs de première qualité

Cenovus possède un portefeuille d'actifs de qualité supérieure liés aux sables bitumineux, aux hydrocarbures classiques, au raffinage et à la commercialisation. La société prévoit d'en accroître la valeur en investissant dans l'expansion prudente et ciblée de ses projets de sables bitumineux productifs, notamment Foster Creek et Christina Lake, tout en multipliant les efforts d'innovation afin de réduire progressivement les coûts de ses futurs projets d'exploitation des sables bitumineux. La croissance du secteur des sables bitumineux sera également appuyée, lorsque l'occasion se présentera, par des investissements dans des projets classiques à faible coût et à cycle de production court, bien adaptés pour faire face à l'évolution de la conjoncture macroéconomique.

Le portefeuille d'actifs productifs de la société comprend :

- les sables bitumineux, qui assurent la croissance;
- le pétrole brut classique, qui permet de dégager des flux de trésorerie à court terme et diversifie les sources de revenus;
- le gaz naturel, qui alimente en carburant les installations d'exploitation des sables bitumineux et les raffineries de la société, en plus de dégager des flux de trésorerie contribuant à financer les programmes d'investissement.

Les activités liées à la commercialisation, aux produits et au transport de la société comprennent :

- le raffinage du pétrole en divers produits, qui contribuent à réduire l'effet des fluctuations des prix des marchandises;
- la production d'une gamme de pétroles dilués, qui aident la société à maximiser ses options de transport et de raffinage;
- l'accès à de nouveaux marchés, qui aideront la société à obtenir le meilleur prix pour son pétrole.

Approche méthodique inspirée du secteur de la fabrication

La société continue de se focaliser sur l'exécution de son plan d'affaires d'une manière fiable et prévisible; elle est déterminée à mettre en valeur ses ressources de manière sûre et responsable. L'approche que préconise la société pour produire du pétrole brut, inspirée de celle du secteur de la fabrication, constitue l'un des facteurs clés de la mise en œuvre de sa stratégie. L'application à la construction et à l'exploitation de ses installations de modèles et de processus normalisés qui peuvent être reproduits permet à la société de réduire ses coûts et d'accroître sa productivité et ses efficacies à toutes les étapes de ses projets de sables bitumineux. Cette approche intègre les apprentissages des phases précédentes aux plans de croissance futurs. Les principes du secteur de la fabrication seront appliqués à tous les aspects de l'entreprise et permettront de doser équitablement l'innovation, l'agilité, la réduction des coûts et l'efficacité.

Valeur ajoutée découlant de l'intégration

Grâce à son approche intégrée, Cenovus est susceptible de profiter de chaque maillon de la chaîne de valeur, de la production jusqu'aux produits finaux de qualité supérieure comme les carburants de transport. Ses flux de trésorerie sont ainsi plus stables, et la valeur de chaque baril de pétrole produit est optimale.

Innovations concertées

Les innovations visent toutes à faire de Cenovus un producteur d'énergie à faible coût qui respecte l'environnement. Les efforts en matière d'innovation portent essentiellement sur des projets destinés à augmenter les taux de récupération des réservoirs, à améliorer les cycles de production et les marges et à accroître la performance environnementale. La société a l'intention d'étoffer encore ses solutions novatrices qui permettent de libérer des ressources de pétrole brut difficiles d'accès et s'affaira à commercialiser ses technologies éprouvées en poursuivant ses investissements et en concluant des partenariats mondiaux avec des tiers pour allier financement, idées nouvelles et mercatique.

Excellente réputation

Cenovus est déterminée à offrir un milieu de travail sain et sécuritaire, à nouer de solides relations avec ses parties prenantes et à limiter son empreinte environnementale. Ses actions confirment son excellente réputation.

Vigueur financière

L'exécution de la stratégie nécessite une situation financière solide. Pour préserver sa souplesse financière, la société s'efforcera de pousser au maximum l'efficacité au chapitre des coûts et de maintenir sa résilience financière. La société prévoit que ses dépenses d'investissement annuelles pour 2017 totaliseront de 1,2 G\$ à 1,4 G\$, soit environ 30 % de plus qu'en 2016. Elle s'attend à ce que les prix du pétrole brut restent volatils en 2017, mais les compressions de coûts durables réalisées au cours des deux dernières années lui procurent assez de souplesse pour envisager de reprendre certains projets. Au 31 décembre 2016, les fonds en caisse se chiffraient à 3,7 G\$ et la société disposait d'un montant non prélevé de 4,0 G\$ sur sa facilité de crédit engagée. En outre, aucun titre d'emprunt ne vient à échéance avant le quatrième trimestre de 2019.

Dividende

En 2016, la société a versé un dividende de 0,20 \$ par action, en regard de 0,8524 \$ par action en 2015. La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et est réexaminée tous les trimestres.

Activités de la société

Sables bitumineux

Les installations de la société comprennent des projets de sables bitumineux dans le nord 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, situés dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta, sont exploités par Cenovus et détenus conjointement, en parts égales, avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée. Telephone Lake, situé dans la région de Borealis, et Grand Rapids, situé dans la grande région de Pelican Lake dans le nord-est de l'Alberta, sont deux des nouveaux projets que Cenovus détient à 100 %.

(en millions de dollars)	2016	
	Pétrole brut	Gaz naturel
Marge d'exploitation	875	4
Dépenses d'investissement	601	3
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses	274	1

Hydrocarbures classiques

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques continue de générer des flux de trésorerie à court terme fiables, assure la diversification des sources de revenus de la société et rend possible la mise en valeur des actifs liés aux sables bitumineux. La production de gaz naturel constitue une couverture économique à l'égard du gaz naturel nécessaire à l'alimentation en carburant des activités liées aux sables bitumineux et de raffinage; elle procure également à la société des flux de trésorerie contribuant au financement des occasions de croissance.

(en millions de dollars)	2016	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
Marge d'exploitation	402	137
Dépenses d'investissement	161	10
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	241	127

1) Y compris les LGN.

Cenovus possède des actifs productifs de pétrole brut et de gaz naturel, notamment des actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, un projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone (« CO₂ ») à Weyburn, en Saskatchewan, et de nouveaux actifs de mise en valeur de pétrole avare en Alberta.

Raffinage et commercialisation

Les installations de Cenovus comprennent deux raffineries situées dans les États de l'Illinois et du Texas, aux États-Unis. Ces raffineries sont détenues conjointement avec Phillips 66, société ouverte américaine non liée, et sont exploitées par celle-ci.

	2016	
	Participation (%)	Capacité nominale brute (kb/j)
Wood River	50	314
Borger	50	146

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.

(en millions de dollars)

	2016
Marge d'exploitation	346
Dépenses d'investissement	220
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	126

FAITS SAILLANTS DE 2016

En 2016, les résultats financiers de Cenovus ont continué de se ressentir notablement de la volatilité des prix du pétrole brut. Au premier trimestre de 2016, le prix de référence du West Texas Intermediate (« WTI ») a atteint un creux de 26,05 \$ US le baril, puis il s'est raffermi graduellement et a clôturé l'année à 53,72 \$ US le baril. Le prix net opérationnel obtenu par la société s'est chiffré à 11,33 \$ le bep en 2016, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, soit un prix nettement plus faible que celui des années précédentes.

Par suite de la volatilité persistante des prix, Cenovus s'est attachée à maintenir la valeur actionnariale au moyen de la préservation de sa résilience financière et de la réalisation de compressions de coûts durables, sans sacrifier la performance opérationnelle sûre et fiable. La société a clôturé l'exercice avec un bilan sain, auquel figuraient des fonds en caisse de 3,7 G\$; un montant de 4,0 G\$ pouvait encore être prélevé sur la facilité de crédit engagée.

Voici les grandes lignes de 2016 :

- Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et fonds provenant de l'exploitation ajustés de 861 M\$ et de 1 423 M\$, respectivement. Le recul par rapport à 2015 s'explique essentiellement par la diminution des profits réalisés liés à la gestion des risques et la baisse des prix des marchandises, en partie compensées par la réduction des charges d'exploitation;
- Perte nette de 545 M\$, contre un bénéfice net de 618 M\$ en 2015, principalement imputable à un profit après impôt d'environ 1,9 G\$ tiré en 2015 de la cession des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers;
- Diminution de 1,63 \$ par baril, ou 14 %, des charges d'exploitation totales liées au pétrole brut par rapport à 2015;
- Dépenses d'investissement de 1 026 M\$, soit 40 % de moins qu'en 2015;
- Accroissement des volumes de production du pétrole brut provenant de la phase G de Foster Creek et de la phase F de Christina Lake. Le démarrage de ces phases, qui comprennent l'usine de cogénération de la phase F de Christina Lake, a ajouté 80 000 barils bruts par jour à la capacité de production de pétrole et environ 100 MW bruts à la capacité de production d'électricité;
- Accroissement de 7 % des réserves de bitume prouvées, attribuable principalement à l'expansion de la zone de mise en valeur à Christina Lake;
- Achèvement du projet de décongestion de la raffinerie de Wood River;
- Réduction du dividende annuel, qui est passé de 0,8524 \$ par action en 2015 à 0,20 \$ par action.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les actifs en amont ont continué d'afficher un bon rendement en 2016. La production totale de pétrole brut est restée à peu près la même, car la hausse de la production du secteur des sables bitumineux a été contrebalancée par la baisse de celle du secteur des hydrocarbures classiques.

Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)	2016	Variation	2015	Variation	2014
Sables bitumineux					
Foster Creek	70 244	7 %	65 345	10 %	59 172
Christina Lake	79 449	6 %	74 975	9 %	69 023
	149 693	7 %	140 320	9 %	128 195
Hydrocarbures classiques					
Pétrole lourd	29 185	(16) %	34 888	(12) %	39 546
Pétrole moyen et léger	25 915	(15) %	30 486	(12) %	34 531
LGN ¹⁾	1 065	(15) %	1 253	3 %	1 221
	56 165	(16) %	66 627	(12) %	75 298
Total de la production de pétrole brut	205 858	(1) %	206 947	2 %	203 493

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

La production à Foster Creek s'est accrue en 2016 en raison surtout de l'accroissement des volumes de production tirés de l'expansion de la phase G et de la mise en service de puits additionnels. La mise en production progressive de la phase G a bien avancé, et la société s'attend maintenant à ce que cette phase atteigne sa capacité nominale environ 12 mois après son démarrage, celui-ci ayant eu lieu au début du troisième trimestre de 2016. Au deuxième trimestre de 2015, un incendie de forêt s'était déclaré à proximité des installations et avait forcé l'interruption temporaire des activités, ce qui avait réduit la production de l'exercice d'environ 2 600 barils par jour.

La production à Christina Lake a été supérieure à celle de 2015 grâce au démarrage de l'expansion de la phase F et à l'accroissement du nombre de puits mis en service qui en a découlé, à la production supplémentaire faisant suite au projet d'optimisation réalisé en 2015 et au rendement fiable des installations de la société. La mise en production progressive de la phase F a commencé au quatrième trimestre et devrait durer 12 mois.

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a diminué par rapport à celle de 2015 en raison des baisses normales de rendement prévues et de la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en juillet 2015. L'apport des actifs cédés s'était chiffré à 2 555 barils par jour en 2015. La production a également fléchi en 2016 en raison de la réduction des dépenses d'investissement.

Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi ³ par jour)	2016	2015	2014
Hydrocarbures classiques	377	422	466
Sables bitumineux	17	19	22
	394	441	488

En 2016, la production de gaz naturel a été inférieure de 11 %. La production a diminué en raison des baisses normales de rendement prévues et de la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en 2015.

Réserves de pétrole et de gaz

D'après le rapport préparé par des évaluateurs de réserves indépendants agréés (« ERQI »), les réserves de bitume prouvées de la société ont crû de 7 % pour s'établir à environ 2,3 milliards de barils, et ses réserves de bitume prouvées et probables ont légèrement augmenté et s'établissent approximativement à 3,3 milliards de barils. Pour de plus amples renseignements sur les réserves et ressources de la société, se reporter à la rubrique « Réserves et ressources de pétrole et de gaz » du présent rapport de gestion.

Prix nets opérationnels

Le prix net opérationnel est une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer le rendement opérationnel unitaire d'une entreprise. 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, divisé par les volumes de vente. Le prix de vente du pétrole brut, 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* (le « manuel COGE »).

	Pétrole brut ¹⁾ (\$/baril)			Gaz naturel (\$/kpi ³)		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Prix de vente	31,20	35,38	71,35	2,32	2,92	4,37
Redevances	1,79	1,75	6,18	0,10	0,07	0,08
Transport et fluidification	5,81	5,48	2,98	0,11	0,11	0,12
Charges d'exploitation	10,35	11,98	15,40	1,15	1,20	1,22
Taxes sur la production et impôts miniers	0,16	0,22	0,50	-	0,01	0,05
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques²⁾	13,09	15,95	46,29	0,96	1,53	2,90
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	3,23	7,51	0,50	-	0,37	0,04
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	16,32	23,46	46,79	0,96	1,90	2,94

1) Y compris les LGN.

2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente.

En 2016, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué par rapport à 2015. La baisse des prix de vente, qui était conforme au recul des prix de référence, a été atténuée par la réduction des charges d'exploitation et la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. L'affaiblissement du dollar canadien par rapport à 2015 a eu un effet positif d'environ 1,09 \$ sur le prix du baril de pétrole brut de la société.

En 2016, le prix net opérationnel moyen obtenu sur le gaz naturel, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué en raison surtout de la baisse des prix de vente, elle-même imputable au recul du prix de référence AECO.

Raffinage et commercialisation

Le projet de décongestion de la raffinerie de Wood River a été réalisé avec succès au troisième trimestre de 2016. Le rendement opérationnel vigoureux de 2016 s'est traduit par une production accrue de pétrole brut et de produits raffinés, ce qui a contribué à compenser le rétrécissement de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation imputable principalement à la diminution des marges de craquage moyennes sur le marché.

	2016	Variation	2015	Variation	2014
Production de pétrole brut ¹⁾ (kb/j)	444	6 %	419	(1) %	423
Pétrole lourd ¹⁾	233	17 %	200	1 %	199
Produits raffinés ¹⁾ (kb/j)	471	6 %	444	- %	445
Taux d'utilisation du pétrole brut ¹⁾ (%)	97	6 %	91	(1) %	92

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

Le lecteur trouvera de plus amples informations sur les variations des volumes de production, les 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 » 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 les résultats financiers de Cenovus, 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 des résultats financiers de la société.

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

	T4 2016	T4 2015	2016	2015	Variation	2014
Prix du pétrole brut (\$ US/b)						
Brent						
Moyenne	51,13	44,71	45,04	53,64	(16) %	99,51
Fin de la période	56,82	37,28	56,82	37,28	52 %	57,33
WTI						
Moyenne	49,29	42,18	43,32	48,80	(11) %	93,00
Fin de la période	53,72	37,04	53,72	37,04	45 %	53,27
Écart moyen des contrats à terme normalisés sur le Brent/WTI	1,84	2,53	1,72	4,84	(64) %	6,51
WCS²⁾						
Moyenne	34,97	27,69	29,48	35,28	(16) %	73,60
Fin de la période	38,81	24,98	38,81	24,98	55 %	37,59
Écart moyen WTI/WCS	14,32	14,49	13,84	13,52	2 %	19,40
Condensats (CS à Edmonton)³⁾						
Moyenne	48,33	41,67	42,47	47,36	(10) %	92,95
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	0,96	0,51	0,85	1,44	(41) %	0,05
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(13,36)	(13,98)	(12,99)	(12,08)	8 %	(19,35)
Moyenne des prix des produits raffinés (\$ US/b)						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	59,46	55,24	56,24	67,68	(17) %	107,40
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	61,50	59,23	56,33	68,12	(17) %	117,55
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries⁴⁾ (\$ US/b)						
Chicago	10,96	14,47	13,07	19,11	(32) %	17,61
Moyenne des prix du gaz naturel						
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	2,81	2,65	2,09	2,77	(25) %	4,42
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	2,98	2,27	2,46	2,66	(8) %	4,42
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³)	0,86	0,27	0,89	0,49	82 %	0,40
Taux de change (\$ US/\$ CA)						
Moyenne	0,750	0,749	0,755	0,782	(3) %	0,905

1) Ces prix de référence ne sont pas le reflet des prix de vente obtenus par la société. Pour obtenir les prix de vente moyens et les résultats de la gestion des risques de la société, se reporter au tableau des prix nets opérationnels de la rubrique « Résultats d'exploitation » du présent rapport de gestion.

2) Le prix de référence moyen du WCS en dollars canadiens s'est chiffré à 39,05 \$ le baril en 2016 (45,12 \$ le baril en 2015; 81,33 \$ le baril en 2014) et le prix de référence moyen du WCS s'est chiffré à 46,63 \$ le baril au quatrième trimestre (36,97 \$ le baril en 2015).

3) Le prix de référence moyen du condensat en dollars canadiens s'est chiffré à 56,25 \$ le baril en 2016 (60,56 \$ le baril en 2015; 102,71 \$ le baril en 2014); le prix de référence moyen du condensat s'est chiffré à 64,44 \$ le baril au quatrième trimestre (55,63 \$ le baril en 2015).

4) 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.

Prix de référence – pétrole brut

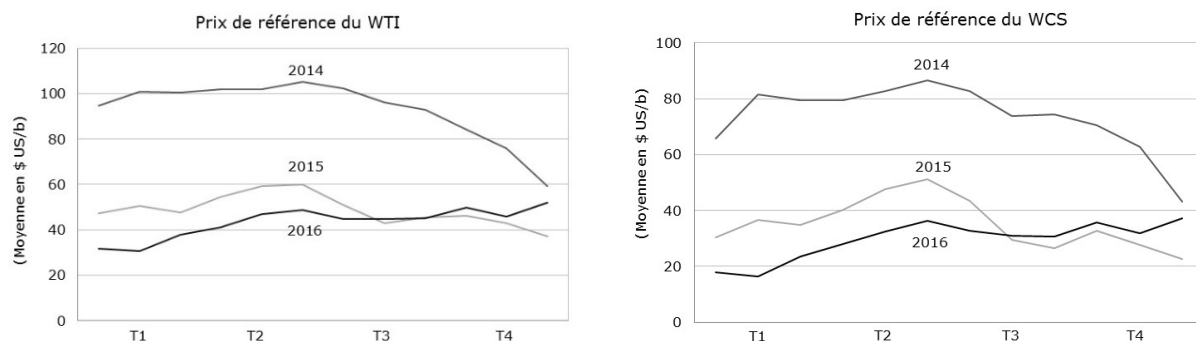
Le prix de référence moyen du WTI a fléchi de 5,48 \$ US le baril en 2016 comparativement à 2015 à cause des stocks excédentaires de pétrole brut et de produits raffinés. Dans l'ensemble, les prix de référence moyens du brut sont restés volatils en 2016. Ils ont notamment plongé au premier trimestre, celui du WTI s'affaissant pour s'établir à 26,05 \$ US le baril. Ils se sont ensuite redressés progressivement pendant le reste de l'année, que le WTI a clôturée à 53,72 \$ US le baril. Les prix ont été stimulés en novembre 2016, lorsque l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») et certains pays hors OPEP comme la Russie ont convenu de réduire la production. Les prix de référence du pétrole brut se sont alors améliorés de 18 % pour le quatrième trimestre de 2016 comparativement aux prix du quatrième trimestre de 2015. 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 son équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les redevances relatives à de nombreux biens de pétrole brut de la société.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est légèrement amplifié en 2016 par rapport à 2015 à la faveur d'une hausse des importations américaines de brut moyen en excédent de la capacité de raffinage, d'autant que l'offre excédentaire des produits tirés du pétrole lourd, comme le mazout et le combustible de soute, a exercé une pression sur les prix du pétrole lourd.

La fluidification du bitume et du pétrole lourd au moyen de condensats permet le transport de la production de Cenovus au moyen de pipelines. Les ratios de fluidification de la société varient entre 10 % et 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. Comme 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 attribué au transport des condensats jusqu'à Edmonton.

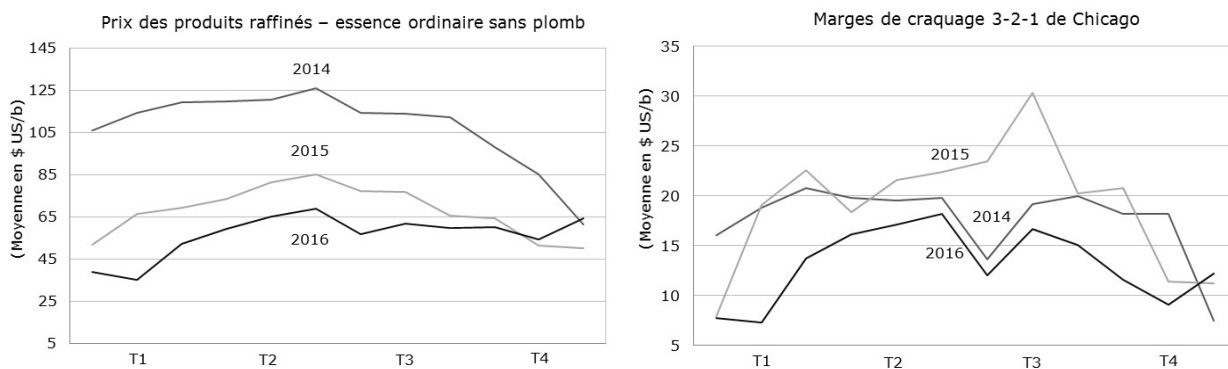
L'écart moyen WTI-condensats s'est rétréci en 2016 par rapport à 2015. La baisse de la production du pétrole léger américain a en effet entraîné une réduction de l'offre de condensats provenant de la côte américaine du golfe du Mexique, tandis que la remontée de la production de pétrole lourd en Alberta s'est traduite par une hausse de la demande. Toutefois, au deuxième trimestre de 2016, les incendies de forêt qui ont ravagé l'Alberta ont réduit la production de pétrole lourd et la demande de diluant qui en découle.



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 3-2-1 à Chicago. La marge de craquage 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 et évalué à l'aide de la méthode du dernier entré, premier sorti.

Les marges de craquage 3-2-1 moyennes à Chicago ont rétréci en 2016 par rapport à 2015 en raison de l'accroissement des stocks de produits raffinés et du raffermissement du prix de référence du WTI par rapport au Brent depuis la levée de l'interdiction imposée aux exportations américaines. Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux autres facteurs, dont la diversité de la charge de pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, le délai entre l'achat et la livraison du pétrole brut et le coût de la charge d'alimentation qui est évalué selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.



Prix de référence – gaz naturel

En 2016, les prix moyens du gaz naturel ont diminué par rapport à ceux de 2015, en raison surtout des importants stocks accumulés en Amérique du Nord par suite d'un hiver 2015-2016 plus clément que la normale et de la stabilité de l'approvisionnement dans la même région.

Taux de change de référence

Les produits des activités ordinaires de la société sont exposés au risque de change, car les prix de vente du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés de la société sont établis en fonction de prix de référence en dollars américains. L'affaiblissement du dollar canadien en regard du dollar américain a un effet positif sur les résultats que

présente la société. De même, à mesure que le dollar canadien se raffermi, les résultats qu'elle présente baissent. Les produits des activités ordinaires de la société sont libellés en dollars américains et, de plus, la société a choisi de contracter sa dette à long terme dans cette devise. Lorsque le dollar canadien s'apprécie, la dette de la société libellée en dollars américains donne lieu à des profits de change latents à la conversion en dollars canadiens.

En 2016, comparativement à 2015, le dollar canadien a fléchi par rapport au dollar américain en raison de la baisse du prix des marchandises et du raffermissement de l'économie américaine. La dépréciation du dollar canadien en 2016 a eu une incidence positive d'environ 422 M\$ sur les produits des activités ordinaires de la société. Au 31 décembre 2016, le dollar canadien valait 3 % de plus qu'au 31 décembre 2015, ce qui a donné lieu à des profits de change latents de 196 M\$ à la conversion de la dette de Cenovus libellée en dollars américains.

RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats financiers consolidés

La volatilité des prix des marchandises en 2016 a influé sur les résultats financiers de la société. Les principales mesures de performance sont analysées en détail dans le présent rapport de gestion.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2016	Variation	2015	Variation	2014
Produits des activités ordinaires	12 134	(7) %	13 064	(33) %	19 642
Marge d'exploitation¹⁾	1 767	(28) %	2 439	(42) %	4 179
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	861	(42) %	1 474	(58) %	3 526
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾	1 423	(16) %	1 691	(51) %	3 479
Résultat d'exploitation²⁾	(377)	6 %	(403)	(164) %	633
- dilué par action	(0,45)	8 %	(0,49)	(158) %	0,84
Résultat net	(545)	(188) %	618	(17) %	744
- de base et dilué par action	(0,65)	(187) %	0,75	(23) %	0,98
Total de l'actif	25 258	(2) %	25 791	4 %	24 695
Total des passifs financiers à long terme³⁾	6 373	(2) %	6 552	19 %	5 484
Dépenses d'investissement⁴⁾	1 026	(40) %	1 714	(44) %	3 051
Dividendes					
Dividendes en numéraire	166	(69) %	528	(34) %	805
En actions émises sur le capital autorisé	-	-	182	-	-
- par action	0,20	(77) %	0,8524	(20) %	1,0648

1) Total partiel présenté à la note 1 des états financiers consolidés et défini dans le présent rapport de gestion.

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

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

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

Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)	2016 c. 2015	2015 c. 2014
Produits des activités ordinaires de l'exercice comparatif	13 064	19 642
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	(81)	(1 799)
Hydrocarbures classiques	(467)	(1 401)
Raffinage et commercialisation	(366)	(3 853)
Activités non sectorielles et éliminations	(16)	475
Produits des activités ordinaires à la fin de l'exercice	12 134	13 064

Les produits tirés des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques, pris collectivement, ont diminué de 12 % en 2016 par rapport à 2015, à cause de la baisse des prix de vente du pétrole brut et du gaz naturel et de la diminution des volumes de vente de gaz naturel, en partie compensées par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. La vente, en 2015, des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers a également comprimé les produits des activités ordinaires.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué de 4 % par rapport à 2015. Les produits tirés des activités de raffinage ont fléchi à cause d'une baisse des prix des produits raffinés cadrant avec le recul du prix de l'essence ordinaire sans plomb à Chicago et du prix du diesel à très faible teneur en soufre à Chicago. La baisse des produits a été en partie compensée par l'accroissement de la production de produits raffinés et la dépréciation 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 le groupe de commercialisation ont augmenté de 23 % en 2016 en regard de 2015, surtout en raison de l'augmentation des volumes de pétrole brut et de gaz naturel achetés et de la hausse des prix de vente du brut, facteurs qui ont été annulés en partie par la baisse des prix de vente de gaz naturel.

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

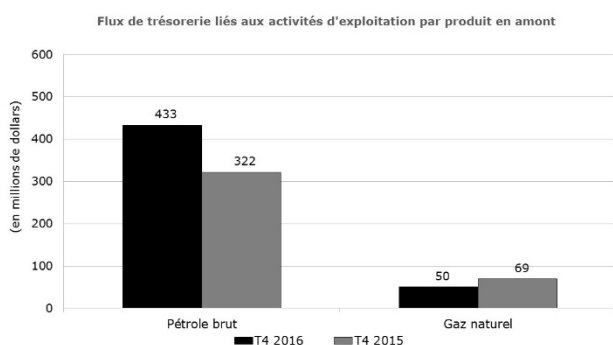
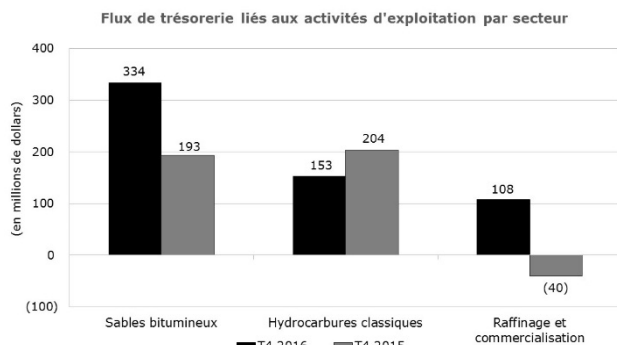
Dans l'ensemble, les produits des activités ordinaires de 2015 avaient été inférieurs à ceux de 2014, principalement du fait de la baisse des prix de vente de pétrole brut et de gaz naturel et du recul des prix des produits raffinés, facteurs en partie compensés par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

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 à la note 1 des états financiers consolidés qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société. 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)	2016	2015	2014
Produits des activités ordinaires	12 487	13 401	20 454
(Ajouter) déduire :			
Produits achetés	7 325	7 709	11 767
Frais de transport et de fluidification	1 907	2 045	2 477
Charges d'exploitation	1 687	1 846	2 051
Taxe sur la production et impôts miniers	12	18	46
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(211)	(656)	(66)
Marge d'exploitation	1 767	2 439	4 179



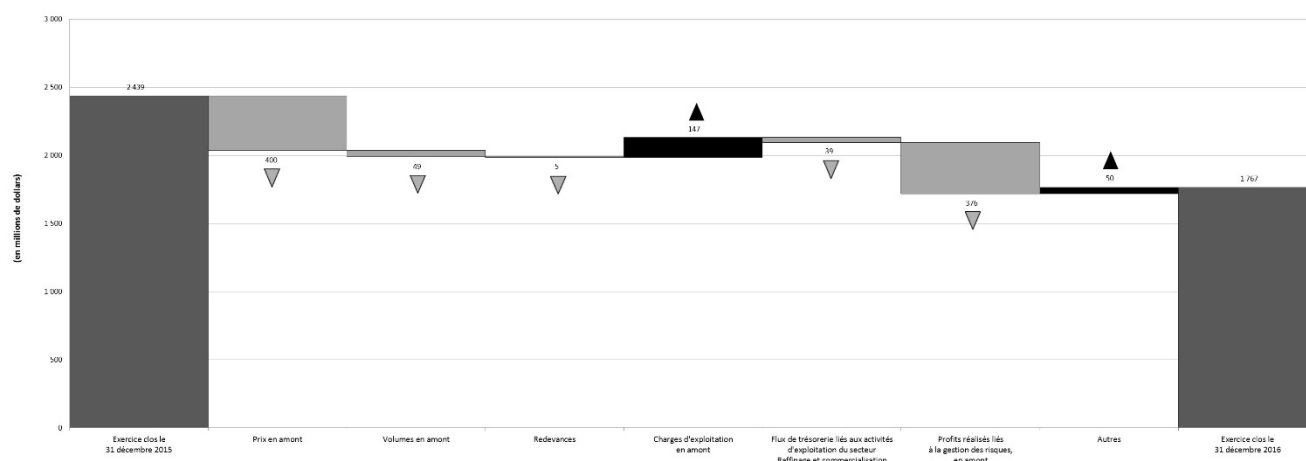
La marge d'exploitation a diminué de 28 % en 2016 par rapport à 2015, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution de 12 % du prix de vente moyen du pétrole brut de la société et une réduction de 21 % du prix de vente moyen du gaz naturel. Le prix moyen obtenu pour le pétrole brut en 2016 a subi l'incidence considérable de la baisse des prix au premier trimestre;
- des profits réalisés de 237 M\$ liés à la gestion des risques, à l'exclusion du secteur Raffinage et commercialisation, en regard de profits de 613 M\$ en 2015;
- la réduction de 11 % des volumes de vente de gaz naturel;
- l'abaissement de la marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite du rétrécissement des marges de craquage moyennes sur le marché et des pertes réalisées liées à la gestion des risques, alors qu'en 2015, c'étaient des profits qui avaient été réalisés. Ces facteurs ont été en partie neutralisés par l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd et moyen, l'augmentation des taux d'utilisation et la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Ces diminutions de la marge d'exploitation ont été en partie compensées par les facteurs suivants :

- une réduction des charges d'exploitation liées au pétrole brut de 1,63 \$ le baril découlant surtout d'une baisse des coûts de réparation et d'entretien, de la diminution des coûts des produits chimiques et des réductions de l'effectif;
- une réduction de valeur des stocks de produits de 4 M\$ (66 M\$ en 2015).

Variation de la marge d'exploitation



D'autres renseignements sur les facteurs expliquant la variation de la marge d'exploitation 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. 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. 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 et des activités de gestion des risques.

(en millions de dollars)

	2016	2015	2014
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	861	1 474	3 526
(Ajouter) déduire :			
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(91)	(107)	(135)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(471)	(110)	182
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	1 423	1 691	3 479

En 2016, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont diminué principalement en raison de la baisse de la marge d'exploitation dont il est fait mention ci-dessus, en partie compensée par un produit d'impôt en trésorerie faisant suite au report de pertes effectué pour recouvrer une charge d'impôt précédemment payée ainsi que par la baisse des coûts découlant de réductions de l'effectif plus importantes opérées en 2015 par rapport à 2016. La variation du fonds de roulement s'explique principalement par l'amélioration des prix des marchandises à la fin de 2016 par rapport à 2015, qui a entraîné une hausse de la valeur des comptes débiteurs, des comptes créditeurs et des stocks du secteur Raffinage et commercialisation. En outre, le volume des stocks de pétrole brut s'est accru d'un exercice à l'autre.

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 au titre d'un achat avantageux, de l'incidence 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 et 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)	2016	2015	2014
Résultat, avant impôt	(927)	537	1 195
Ajouter (déduire) :			
(Profits) pertes latents liés à la gestion des risques ¹⁾	554	195	(596)
(Profits) pertes de change latents autres que d'exploitation ²⁾	(196)	1 064	458
(Profits) pertes à la sortie d'actifs	6	(2 392)	(156)
Résultat d'exploitation, avant impôt	(563)	(596)	901
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(186)	(193)	268
Résultat d'exploitation	(377)	(403)	633

1) Tiennent compte de la reprise de (profits) pertes latents comptabilisés au cours de périodes antérieures.

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

L'amélioration du résultat d'exploitation en regard de 2015 est attribuable principalement à la diminution de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement occasionnée par l'abaissement des taux d'amortissement et d'épuisement et les pertes de valeur d'actifs, ainsi qu'à la réduction des coûts de prospection.

L'amélioration du résultat d'exploitation a été en partie contrée par les éléments suivants :

- le recul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés mentionné plus haut;
- une charge hors trésorerie de 61 M\$ liée à des locaux à bureaux en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus;
- une augmentation des primes d'intéressement à long terme découlant principalement de l'appréciation du cours de l'action de la société;
- une perte de valeur d'actifs de 23 M\$ et des frais de résiliation de 7 M\$ faisant suite au rejet, par le gouvernement du Canada, du projet d'oléoduc Northern Gateway.

Pour en savoir plus à ce sujet, se reporter à la section « Secteurs à présenter ».

Résultat net

(en millions de dollars)	2016 c. 2015	2015 c. 2014
Résultat net de l'exercice comparatif	618	744
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Marge d'exploitation	(672)	(1 740)
Activités non sectorielles et éliminations		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques	(359)	(791)
Profits (pertes) de change latents	1 286	(686)
Profits (pertes) à la sortie d'actifs	(2 398)	2 236
Charges ¹⁾	(73)	46
Amortissement et épuisement	616	(168)
Perte de valeur du goodwill	-	497
Coûts de prospection	136	(52)
Produit d'impôt sur le résultat	301	532
Résultat net à la fin de l'exercice	(545)	618

1) Tient compte des frais généraux et frais d'administration, des charges financières, des produits d'intérêts, des (profits) pertes de change réalisés, des frais de recherche, du montant net des autres (produits) charges ainsi que des charges d'exploitation du secteur Activités non sectorielles et éliminations, des produits des activités ordinaires, des produits achetés, des frais de transport et de fluidification et des charges d'exploitation.

En 2016, le résultat net a fléchi en raison essentiellement des éléments suivants :

- un profit après impôt d'environ 1,9 G\$ tiré en 2015 de la cession des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers
- un produit d'impôt différé moins élevé (209 M\$, contre 655 M\$ en 2015);
- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 554 M\$ (195 M\$ en 2015).

Le recul du résultat net a été en partie compensé par les profits de change latents autres que d'exploitation de 196 M\$, comparativement à des pertes latentes de 1 064 M\$ en 2015, et une perte d'exploitation moins élevée, comme il en est fait mention plus haut.

Si le résultat net avait reculé en 2015 par rapport à 2014, c'était principalement à cause de la diminution du résultat d'exploitation, de pertes latentes autres que d'exploitation plus élevées et de la comptabilisation de pertes latentes liées à la gestion des risques comparativement à des profits en 2014. La baisse du résultat net avait été atténuée par le profit tiré de la cession des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en 2015.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)

	2016	2015	2014
Sables bitumineux	604	1 185	1 986
Hydrocarbures classiques	171	244	840
Raffinage et commercialisation	220	248	163
Activités non sectorielles et éliminations	31	37	62
Dépenses d'investissement	1 026	1 714	3 051
Acquisitions	11	87	18
Sorties d'actifs	(8)	(3 344)	(277)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	1 029	(1 543)	2 792

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

Les dépenses d'investissement en 2016 ont reculé de 40 % en regard de celles de 2015, car Cenovus les a réduites eu égard à la faiblesse des prix des marchandises. Les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont visé essentiellement les investissements de maintien liés à la production actuelle et le parachèvement des installations de la phase G de Foster Creek et de la phase F de Christina Lake. Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques ont été axées sur le forage de puits stratigraphiques pour le pétrole avare, les investissements de maintien et les dépenses liées aux installations de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn. Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation étaient axées sur l'achèvement du projet de décongestion de Wood River, la maintenance des immobilisations, les projets d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des raffineries de Cenovus et certaines initiatives environnementales.

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

Acquisitions et sorties d'actifs

La société n'a procédé à aucune acquisition ni cession importante en 2016. En 2015, la société avait réalisé la vente de ses activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de redevances et de droits miniers pour un produit en trésorerie d'environ 3,3 G\$ et comptabilisé un profit après impôt d'environ 1,9 G\$. La vente visait quelque 4,8 millions d'acres brutes de terrains situés en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba. Une redevance sur la production que Cenovus tire de sa participation directe dans ces terrains ainsi qu'une redevance dérogatoire brute sur la production tirée des biens de Pelican Lake et de Weyburn faisaient aussi partie de la vente. En 2015, Cenovus avait aussi acquis un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut pour 75 M\$, ajustements en sus, dans le but d'accroître sa gamme d'options de transport. Les cessions de 2014 s'étaient rapportées principalement à la vente de certains biens de Bakken de la société dans le sud-est de la Saskatchewan et de certains de ses biens de Wainwright, en Alberta, pour un produit net de 269 M\$.

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

L'approche disciplinée de la société 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 nécessaires pour exercer les activités commerciales existantes;
- en deuxième lieu, ils sont affectés au versement de dividendes afin d'offrir un rendement global solide aux actionnaires;
- en troisième lieu, ils sont affectés 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 en fonction de l'atteinte des objectifs de Cenovus en ce qui a trait au maintien d'une structure financière prudente et souple et d'une situation financière vigoureuse qui l'aident à rester financièrement solide lorsque les flux de trésorerie baissent. En outre, la société continue d'évaluer d'autres occasions commerciales ou financières, notamment des moyens pour dégager des flux de trésorerie de son portefeuille actuel. Pour en savoir plus sur le sujet, se reporter à la section « Situation de trésorerie et sources de financement ».

(en millions de dollars)

	2016	2015	2014
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	1 423	1 691	3 479
Dépenses d'investissement (de maintien et de croissance)	1 026	1 714	3 051
Fonds provenant de l'exploitation disponibles ²⁾	397	(23)	428
Dividendes en numéraire	166	528	805
	231	(551)	(377)

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

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.

La société prévoit que les dépenses d'investissement en 2017 seront financées à l'aide de 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 à Foster Creek, à Christina Lake et à Narrows Lake, ainsi que divers projets encore aux premiers stades de la mise en valeur, comme Grand Rapids et Telephone Lake. Certains des terrains de sables bitumineux de Cenovus que celle-ci exploite, notamment ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, sont détenus conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée.

Hydrocarbures classiques, qui comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN classiques en Alberta et en Saskatchewan, y compris les actifs liés au pétrole lourd à Pelican Lake, le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone de Weyburn et les zones d'intérêt de pétrole avarié.

Raffinage et commercialisation, qui est responsable du transport et de la vente de pétrole brut et de son raffinage en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis, que Cenovus détient 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. 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 d'exploitation auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations sont liées aux ventes, au résultat d'exploitation et aux achats intersectoriels de produits qui sont constatés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'au résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks.

Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)

	2016	2015	2014
Sables bitumineux	2 920	3 001	4 800
Hydrocarbures classiques	1 128	1 595	2 996
Raffinage et commercialisation	8 439	8 805	12 658
Activités non sectorielles et éliminations	(353)	(337)	(812)
	12 134	13 064	19 642

SABLES BITUMINEUX

Dans le nord-est de l'Alberta, Cenovus est associée à 50 % dans les projets de sables bitumineux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake. La société est également propriétaire de plusieurs nouveaux projets en phase initiale de mise en valeur, notamment ses projets détenus à 100 % de Telephone Lake et de Grand Rapids. Le secteur Sables bitumineux comprend de plus le bien de gaz naturel d'Athabasca dont une partie de la production sert de combustible pour les activités du bien Foster Creek, qui est adjacent.

En 2016 par rapport à 2015, les principaux événements qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- la réduction de 1,22 \$ le baril des charges d'exploitation du pétrole brut, soit une baisse de 12 %;
- des prix nets opérationnels relatifs au pétrole brut, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de 11,94 \$ le baril (13,53 \$ le baril en 2015);
- une marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 273 M\$, soit une augmentation de 399 M\$;
- la réduction de 581 M\$ des dépenses d'investissement, soit 49 %, par rapport à 2015;
- l'accroissement des volumes de production du pétrole brut provenant de la phase G de Foster Creek et de la phase F de Christina Lake. Le démarrage de ces phases d'expansion, qui comprennent l'usine de cogénération de la phase F de Christina Lake, a accru la capacité de production de pétrole de 80 000 barils bruts par jour et d'environ 100 MW bruts la capacité de production d'électricité.

Sables bitumineux – pétrole brut

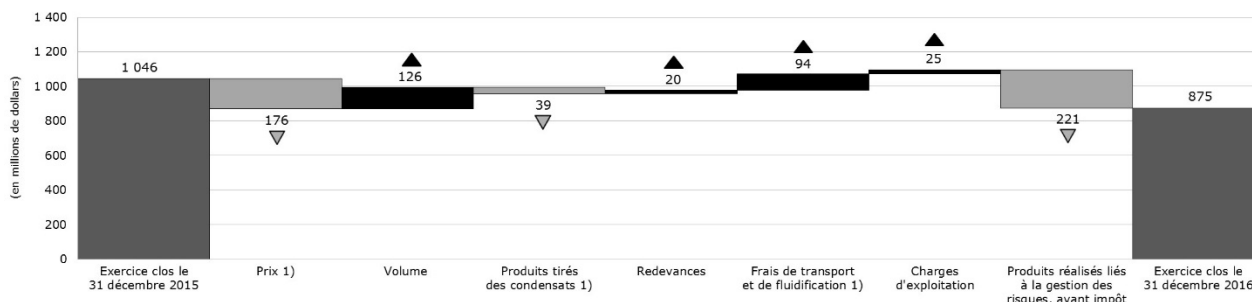
Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2016	2015	2014
Chiffre d'affaires brut	2 911	3 000	4 963
Déduire : redevances	9	29	233
Produits des activités ordinaires	2 902	2 971	4 730
Charges			
Transport et fluidification	1 720	1 814	2 130
Activités d'exploitation	486	511	615
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(179)	(400)	(38)
Marge d'exploitation	875	1 046	2 023
Dépenses d'investissement	601	1 184	1 980
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	274	(138)	43

En 2015 l'excédent des dépenses d'investissement par rapport à la marge d'exploitation tirée du secteur Sables bitumineux était financé par la marge d'exploitation provenant des activités des secteurs Hydrocarbures classiques et Raffinage et commercialisation.

Variation de la marge d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

En 2016, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est situé à 27,64 \$ le baril, soit 10 % de moins qu'en 2015. Le prix de vente du pétrole brut obtenu au premier trimestre a été d'environ 20,50 \$ à 26,50 \$ le baril inférieur à la moyenne trimestrielle des prix de vente obtenus pendant les trois autres trimestres de 2016, et l'effet sur le prix moyen de 2016 a été considérable. La diminution du prix de vente du pétrole brut de la société cadre avec la baisse des prix de référence du WCS et du Christina Dilbit Blend (« CDB »), en partie compensée par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et le repli du coût des condensats.

Le prix de vente du bitume dépend notamment du coût des condensats employés pour la fluidification. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 25 % à 33 %. Lorsque le coût des condensats baisse par rapport au prix du pétrole brut dilué, le prix de vente de la société pour le bitume augmente. En raison de la forte demande de condensats à Edmonton, la société achète aussi des condensats sur le marché des États-Unis. Ainsi, le coût des condensats de la société 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 la société achète les condensats et celui où elle les mélange avec sa production. Le contexte de hausse des prix devrait être dans une certaine mesure favorable au prix de vente du bitume de la société, puisque celle-ci utilise des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix moins élevé.

L'écart entre le WCS et le CDB s'est contracté de 14 % pour se chiffrer à un escompte de 2,05 \$ US le baril (escompte de 2,37 \$ US le baril en 2015), principalement grâce à un meilleur accès aux raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique capables de traiter davantage de variétés de pétroles bruts lourds. En 2016, 88 % de la production de Christina Lake a été vendue à titre de CDB (86 % en 2015), le reste étant vendu à même le WCS. La production de Christina Lake, qu'elle soit offerte à titre de CDB ou incorporée au WCS et alors assujettie à une charge de péréquation liée à la qualité, se vend à escompte par rapport au WCS.

Volumes de production

(b/j)	2016	Variation	2015	Variation	2014
Foster Creek	70 244	7 %	65 345	10 %	59 172
Christina Lake	79 449	6 %	74 975	9 %	69 023
	149 693	7 %	140 320	9 %	128 195

La production à Foster Creek a augmenté en 2016 essentiellement grâce aux nouveaux volumes de production provenant de l'expansion de la phase G et de la mise en service de puits additionnels. La mise en production progressive de la phase G a bien avancé, et la société s'attend maintenant à ce que cette phase atteigne sa capacité nominale environ 12 mois après son démarrage, celui-ci ayant eu lieu au début du troisième trimestre de 2016. Au deuxième trimestre de 2015, un incendie de forêt qui a fait rage à proximité des installations a occasionné l'interruption temporaire des activités, ce qui a réduit la production de l'exercice d'environ 2 600 barils par jour.

La production à Christina Lake a augmenté par rapport à 2015 en raison du démarrage de l'expansion de la phase F et de l'accroissement du nombre de puits mis en service qui en a découlé, de la production supplémentaire provenant du projet d'optimisation achevé en 2015 et du rendement fiable des installations de la société. La mise en production progressive de la phase F a commencé au quatrième trimestre et devrait durer 12 mois.

Condensats

Le bitume produit à l'heure actuelle par Cenovus doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport par pipeline en vue de sa commercialisation. Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. Étant donné l'élargissement de l'écart entre le WCS et les condensats en 2016, la proportion du coût des condensats récupéré a diminué.

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. Le calcul des redevances varie d'un bien à l'autre.

À Foster Creek, qui est un projet ayant atteint le stade de récupération des coûts, les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des volumes de vente et des prix de vente. Les profits nets sont tributaires des volumes de vente, des prix de vente et des charges d'exploitation et dépenses d'investissement autorisées. Le calcul des redevances était fonction des produits bruts en 2016 et en 2015.

À Christina Lake, un projet qui n'a 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.

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	2016	2015	2014
Foster Creek	-	1,9	8,8
Christina Lake	1,6	2,8	7,5

Les redevances ont diminué de 20 M\$ par rapport à 2015. Le taux de redevance à Foster Creek a diminué en 2016 en raison de la faiblesse des prix de vente du pétrole brut, d'un fléchissement du prix de référence du WTI (dont le taux de redevance est tributaire) et d'un crédit associé à la révision du calcul des redevances d'exercices antérieurs faisant suite à l'inclusion de coûts de personnel supplémentaires et à une mise à jour du calcul effectuée en 2015. En 2015, Cenovus a en effet reçu l'approbation des organismes de réglementation lui permettant d'inclure certaines dépenses d'investissement d'exercices précédents dans son calcul des redevances. Compte non tenu du crédit se rapportant à des exercices antérieurs, le taux de redevance réel de 2016 et de 2015 à Foster Creek se serait chiffré respectivement à 1,3 % et à 3,1 %. Le taux de redevance à Christina Lake a fléchi en 2016 par suite du repli du prix de référence du WTI et de la baisse des prix de vente.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont baissé de 94 M\$ en 2016. La diminution des coûts liés à la fluidification est attribuable à la baisse des prix des condensats, qui a été annulée en partie par l'accroissement des volumes de condensats utilisés. En 2015, la société avait comptabilisé une réduction de valeur de 44 M\$ de ses stocks de pétrole brut et de condensats, pour les ramener à leur valeur nette de réalisation, en raison du recul des prix du pétrole brut. Aucune réduction de valeur n'a été comptabilisée en 2016. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen en 2016 essentiellement à cause des frais de transport associés à l'acheminement des condensats du lieu d'achat vers les projets de sables bitumineux de Cenovus.

Les frais de transport ont augmenté principalement en raison de la hausse de la production. La proportion des ventes expédiées vers les États-Unis en 2016 a été semblable à celle de 2015. Les ventes sur le marché américain sont assujetties à des droits de douane, mais sont généralement assorties d'un prix de vente plus élevé. Pour aider à s'assurer que la capacité de transport corresponde à la croissance future prévue de sa production, la société a conclu des engagements relatifs à la capacité de transport qui sont supérieurs à sa production actuelle. La croissance de la production devrait réduire les frais de transport par baril de la société.

Malgré la hausse des volumes transportés, les frais de transport par rail ont diminué, car les volumes ont été transportés sur de plus courtes distances. La société a déplacé par transport ferroviaire en moyenne 4 906 barils bruts de pétrole brut par jour (3 529 barils par jour en 2015).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation pour 2016 ont été la main-d'œuvre, le carburant, les reconditionnements, les produits chimiques et les réparations et la maintenance. Au total, les charges d'exploitation ont diminué de 25 M\$, ou 1,22 \$ le baril, en raison surtout de la diminution des travaux de réparation et de maintenance, des réductions de l'effectif et d'une diminution des coûts des produits chimiques.

Charges d'exploitation unitaires

(b/i)	2016	Variation	2015	Variation	2014
Foster Creek					
Carburant	2,46	(12) %	2,80	(37) %	4,46
Autres coûts	8,09	(17) %	9,80	(18) %	11,89
Total	10,55	(16) %	12,60	(23) %	16,35
Christina Lake					
Carburant	2,08	(5) %	2,20	(40) %	3,65
Autres coûts	5,40	(7) %	5,81	(22) %	7,44
Total	7,48	(7) %	8,01	(28) %	11,09
Total	8,91	(12) %	10,13	(25) %	13,50

À Foster Creek, les coûts du carburant ont diminué principalement en raison du recul du prix du gaz naturel, en partie compensé par une augmentation de l'utilisation de carburant par baril. Les charges d'exploitation unitaires autres que le carburant ont diminué, surtout en raison de l'accroissement de la production et des facteurs suivants :

- la diminution des coûts liés aux réparations et à la maintenance par suite de la priorité accordée aux activités d'exploitation essentielles;
- les réductions de l'effectif;
- une diminution des coûts de traitement des liquides et des déchets et des frais de transport par camion par suite de la réduction des travaux de maintenance.

À Christina Lake, le coût du carburant a diminué par suite de la baisse du prix du gaz naturel, en partie compensée par une augmentation de la consommation de carburant par baril. Les charges d'exploitation unitaires autres que le carburant ont diminué, en raison principalement de l'augmentation de la production et de la baisse des coûts des produits chimiques qui fait suite aux initiatives visant la chaîne d'approvisionnement. La baisse des charges a été en partie annulée par les activités de révision et l'augmentation des coûts de reconditionnement faisant suite aux remplacements de pompes plus nombreux.

Prix nets opérationnels¹⁾

(b/i)	Foster Creek			Christina Lake		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Prix de vente ²⁾	30,32	33,65	69,43	25,30	28,45	61,57
Redevances	(0,01)	0,47	5,95	0,33	0,67	4,40
Transport et fluidification ²⁾	8,84	8,84	1,98	4,68	4,72	3,53
Charges d'exploitation	10,55	12,60	16,35	7,48	8,01	11,09
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques³⁾	10,94	11,74	45,15	12,81	15,05	42,55
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	3,51	8,60	1,39	3,08	7,33	0,36
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	14,45	20,34	46,54	15,89	22,38	42,91

1) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion. Se reporter à la section « Résultats d'exploitation » du rapport de gestion pour en savoir plus à ce sujet.

2) Le prix de vente et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd.

3) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques en 2016 ont engendré des profits réalisés de 179 M\$ (400 M\$ en 2015), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat de la société ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Sables bitumineux – gaz naturel

Le secteur Sables bitumineux comprend les activités liées au gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Une partie de la production de gaz naturel tirée du bien situé en Athabasca sert de carburant à Foster Creek. La production de gaz naturel de la société pour 2016, déduction faite de cette consommation interne, s'est chiffrée à 17 Mpi³/j (19 Mpi³/j en 2015). La marge d'exploitation s'est établie à 4 M\$ en 2016 (10 M\$ en 2015), en raison principalement de la baisse des prix de vente réalisés pour le gaz naturel.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Foster Creek	263	403	796
Christina Lake	282	647	794
	545	1 050	1 590
Narrows Lake	7	47	175
Telephone Lake	16	24	112
Grand Rapids	6	38	63
Autres ¹⁾	30	26	46
Dépenses d'investissement²⁾	604	1 185	1 986

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

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

Projets existants

En 2016, à Foster Creek et à Christina Lake, les dépenses d'investissement visaient des investissements de maintien liés à la production actuelle et l'achèvement des installations de la phase G de Foster Creek et de la phase F de Christina Lake, la mise en production progressive étant en cours. De plus, la société a foré au premier et au quatrième trimestre des puits stratigraphiques pour mieux délimiter les emplacements des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et les phases d'expansion à court terme. La production supplémentaire provenant de la phase G de Foster Creek a commencé au troisième trimestre de 2016, et la société s'attend maintenant à ce que la capacité nominale soit atteinte environ 12 mois après son démarrage. Le parachèvement de la phase G de Foster Creek a ajouté 30 000 barils par jour à la capacité de production brute de la société. Quant à la production supplémentaire provenant de la phase F de Christina Lake, elle a commencé au quatrième trimestre de 2016, et la société s'attend à ce que la capacité nominale soit atteinte environ 12 mois après le démarrage. Le démarrage de la phase F a ajouté 50 000 barils par jour à la capacité de production brute de la société, et quelque 100 MW bruts de capacité de production d'électricité.

Les dépenses d'investissement ont diminué en 2016; en effet, la société a décidé de les réduire en raison de la faiblesse des prix des marchandises et de diverses stratégies de compression des dépenses d'investissement comme l'accélération de la durée des forages, les initiatives au chapitre de la chaîne d'approvisionnement, la conception nouvelle des plateformes de puits et l'allongement de la portée des puits horizontaux. À Christina Lake, la diminution des dépenses d'investissement est aussi attribuable à la fin du projet d'optimisation, en 2015.

Les dépenses d'investissement à Narrows Lake en 2016 étaient axées surtout sur les travaux techniques. Les investissements ont diminué par rapport à 2015 par suite de l'interruption de la construction.

Nouveaux projets

En 2016, les dépenses d'investissement à Telephone Lake ont visé surtout les travaux d'ingénierie préliminaire des installations centrales de traitement. Les dépenses d'investissement ont diminué, car la société a ralenti le rythme de la mise en valeur en 2016 devant la faiblesse des prix des marchandises.

À Grand Rapids, les dépenses d'investissement ont diminué en 2016, car elles se sont limitées à la conclusion progressive du projet pilote de DGMV. En 2015, une troisième paire de puits pilotes avait été terminée à Grand Rapids.

Travaux de forage

	Puits de forage stratigraphique bruts			Puits productifs bruts ¹⁾		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Foster Creek	95	124	165	18	28	63
Christina Lake	104	40	57	35	67	67
	199	164	222	53	95	130
Narrows Lake	1	-	22	-	-	-
Telephone Lake	-	-	45	-	-	-
Grand Rapids	-	-	10	-	1	-
Autres	5	-	21	1	-	-
	205	164	320	54	96	130

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

Les puits de forage stratigraphique à Foster Creek et à Christina Lake 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.

Dépenses d'investissement futures

La société s'attend à ce que les prix du pétrole brut restent volatils en 2017, mais les progrès accomplis en 2016 vers la réalisation de compressions de coûts durables la positionnent assez favorablement pour qu'elle envisage de reprendre certains projets de croissance stratégiques. Les dépenses d'investissement dans le secteur Sables bitumineux pour 2017 devraient se situer entre 685 M\$ et 815 M\$. Les lecteurs qui souhaitent obtenir davantage de renseignements à ce sujet sont invités à lire le communiqué du 8 décembre 2016, dans lequel sont exposées les indications pour 2017. Ce communiqué peut être consulté sur le site de SEDAR à l'adresse sedar.com, sur celui d'EDGAR à l'adresse sec.gov, ou sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

À Foster Creek, les phases A à G sont actuellement en production. La société prévoit que les dépenses d'investissement s'établiront entre 325 M\$ et 375 M\$ en 2017. Elle pense continuer de les consacrer à des investissements de maintien visant la production existante et à la poursuite des travaux d'ingénierie et de conception de la phase H. Les dépenses se rapportant aux travaux de construction de la phase H avaient été reportées, en 2015, en raison de la faiblesse des prix des marchandises.

À Christina Lake, les phases A à F sont en production. Les dépenses d'investissement de 2017 devraient se chiffrer entre 300 M\$ et 350 M\$ et être axées sur les investissements de maintien et la reprise de la construction de l'expansion de la phase G, précédemment reportée. Les travaux de construction de la phase G, d'une capacité nominale initiale de 50 000 barils bruts par jour, devraient commencer au premier semestre de 2017. La société a reçu l'aval des organismes de réglementation, en décembre 2015, visant l'expansion de la phase H, qui représente aussi 50 000 barils bruts par jour.

Pour 2017, il est prévu que les dépenses d'investissement à Narrows Lake et aux nouvelles zones de ressources se situent entre 60 M\$ et 90 M\$ et portent sur les travaux techniques de la phase A et la préservation de l'équipement par suite de l'interruption de la construction à Narrows Lake, ainsi que sur un programme de puits stratigraphiques à Telephone Lake. En 2016, la poursuite des activités relatives au projet pilote de DGMV a été reportée à plus tard à cause de la faiblesse des prix des marchandises.

Amortissement et épuisement et coûts de prospection

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 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 au volume de vente et permet de déterminer la dotation à l'amortissement et à l'épuisement d'une période donnée. La société est d'avis que cette méthode de calcul de l'amortissement et de l'épuisement attribuée à chaque baril d'équivalent de pétrole brut vendu sa quote-part du coût des capitaux investis sur la durée de vie estimative totale du bien exploité, qui est représentée par les réserves prouvées.

En 2016, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Sables bitumineux a reculé de 42 M\$ en raison de la diminution des taux d'amortissement et d'épuisement, en partie contrebalancée par l'accroissement des volumes de vente. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à environ 11,30 \$ le baril en regard de 11,65 \$ le baril en 2015, étant donné que l'incidence des ajouts aux réserves prouvées a compensé l'augmentation des immobilisations corporelles et la hausse des coûts de mise en valeur futurs. Les coûts de mise en valeur future, qui composent environ 60 % de la base épuisable, se sont accrus en raison de l'agrandissement de la zone de mise en valeur à Christina Lake. En 2016, la société a comptabilisé une perte de valeur de 16 M\$ des coûts relatifs aux travaux de conception préliminaire d'un projet annulé, et l'équipement a été ramené à sa valeur recouvrable.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement de 2015 avait augmenté de 72 M\$ par rapport à 2014, principalement à cause de l'accroissement des volumes de vente et d'une perte de valeur de 16 M\$ d'une usine d'acide sulfurique.

Coûts de prospection

En 2016, les coûts de prospection se sont chiffrés à 2 M\$. En 2015, il avait été jugé que les actifs de prospection de l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») Nord de l'Alberta ne satisfaisaient pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale, et la société avait donc passé en charges des coûts de 67 M\$. En 2014, des coûts de 4 M\$ liés à l'échéance de contrats de location relatifs à l'UGT avaient été comptabilisés à titre de coûts de prospection.

HYDROCARBURES CLASSIQUES

Le secteur Hydrocarbures classiques comprend des actifs de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan qui dégagent des flux de trésorerie fiables, à savoir le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn, les actifs de pétrole lourd de Pelican Lake dont la production repose sur l'injection de polymères et d'eau et les nouveaux actifs de pétrole avare en Alberta. Les actifs établis de ce secteur revêtent une importance stratégique de par leurs réserves de longue durée, leur exploitation stable et la diversité des produits de pétrole brut qui en sont tirés. Les flux de trésorerie dégagés des activités du secteur Hydrocarbures classiques contribuent à financer les occasions de croissance futures du secteur Sables bitumineux de la société, alors que la production de gaz naturel de la société sert de couverture économique aux achats de gaz naturel utilisé comme carburant par les activités de sables bitumineux et celles de raffinage de la société.

Les facteurs importants ayant influé sur le secteur Hydrocarbures classiques en 2016 par rapport à 2015 sont les suivants :

- la réduction de 94 M\$, ou 1,60 \$ le baril, des charges d'exploitation du pétrole brut;
- des prix nets opérationnels relatifs au pétrole brut et au gaz naturel, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de 16,17 \$ le baril (20,92 \$ le baril en 2015) et de 1,00 \$ le kpi³ (1,58 \$ le kpi³ en 2015), respectivement;
- une marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 373 M\$, soit une diminution de 50 %;
- une production moyenne de pétrole brut de 56 165 barils par jour, soit une diminution de 16 % imputable aux baisses normales de rendement prévues et à la vente, en 2015, des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers;
- la réalisation d'une prouesse en matière de sécurité, soit 25 années d'exploitation de l'une de nos installations sans aucun incident avec perte de temps à déplorer.

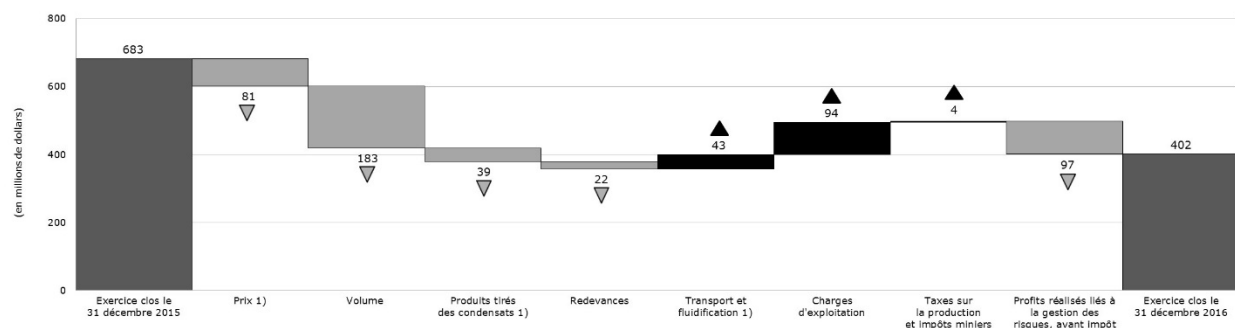
Hydrocarbures classiques – pétrole brut

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2016	2015	2014
Chiffre d'affaires brut	936	1 239	2 456
Déduire : redevances	125	103	217
Produits des activités ordinaires	811	1 136	2 239
Charges			
Transport et fluidification	170	213	326
Activités d'exploitation	287	381	505
Taxe sur la production et impôts miniers	12	16	37
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(60)	(157)	4
Marge d'exploitation	402	683	1 367
Dépenses d'investissement	161	231	812
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	241	452	555

Variation de la marge d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

Les actifs de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques de la société produisent une gamme diversifiée de types de pétrole brut, du pétrole lourd, qui garantit un prix fondé sur le prix de référence du WCS, au pétrole léger, qui dégage un prix plus près du prix de référence du WTI.

Le prix de vente réalisé sur le pétrole brut par la société s'est chiffré en moyenne à 40,67 \$ le baril en 2016, soit une baisse de 9 % par rapport à 2015, ce qui concorde avec le fléchissement des prix de référence du pétrole brut, déduction faite des écarts applicables, facteur partiellement compensé par la diminution du coût des condensats utilisés pour la fluidification du pétrole lourd de la société. Lorsque le coût des condensats baisse par rapport au prix du pétrole brut dilué, le prix réalisé par la société pour le pétrole lourd monte. En raison de la forte demande de condensats à Edmonton, la société achète aussi des condensats sur le marché des États-Unis. Ainsi, le coût des condensats de la société dépasse habituellement le prix de référence d'Edmonton en raison du transport entre le marché et les champs pétroliers. De plus, il peut s'écouler jusqu'à trois mois entre le moment où la société achète les condensats et celui où elle les mélange avec sa production. Le contexte de hausse des prix sera sans doute dans une certaine mesure favorable au prix de vente du pétrole lourd de la société, puisque celle-ci utilise des condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix moins élevé.

Volumes de production

(b/i)	2016	Variation	2015	Variation	2014
Pétrole lourd	29 185	(16) %	34 888	(12) %	39 546
Pétrole léger et moyen	25 915	(15) %	30 486	(12) %	34 531
LGN	1 065	(15) %	1 253	3 %	1 221
	56 165	(16) %	66 627	(12) %	75 298

La production a diminué sous l'effet des baisses normales de rendement prévues et de la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en 2015. L'apport à la production des actifs cédés s'était chiffré à 2 555 barils par jour en 2015. La production a également fléchi en raison de la réduction des dépenses d'investissement.

Condensats

Le pétrole lourd que Cenovus produit à l'heure actuelle doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport par pipeline en vue de sa commercialisation. Les ratios de fluidification du pétrole lourd du secteur Hydrocarbures classiques vont de 10 % à 16 %. Les produits des activités ordinaires représentent la valeur totale du pétrole brut fluidifié vendu et tiennent compte de la valeur des condensats. Étant donné l'élargissement de l'écart entre le WCS et les condensats en 2016, la proportion du coût des condensats récupéré a diminué.

Redevances

Les redevances ont augmenté de 22 M\$ en 2016, essentiellement en raison de leur alourdissement après la vente de la participation de la société dans des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en 2015, sur lesquels la société percevait des redevances. En outre, les redevances ont augmenté par suite d'une baisse des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement admissibles à Pelican Lake et à Weyburn, en partie compensée par une réduction des volumes de vente et la diminution des prix de vente. Pour 2016, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 16,3 % (9,9 % en 2015).

À Pelican Lake, les redevances à la Couronne sont établies selon le calcul des redevances pour les projets de sables bitumineux. Pelican Lake est un projet qui a atteint le stade de récupération des coûts, donc 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. Les profits nets sont tributaires des volumes de vente, des prix de vente et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées. En 2016 et en 2015, le calcul des redevances pour Pelican Lake était fonction des profits nets.

En 2016, la taxe sur la production et les impôts miniers ont diminué, ce qui concorde avec le recul des prix du pétrole brut de même qu'avec la vente en 2015 des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont diminué de 43 M\$ en 2016. Les frais de fluidification ont baissé en raison de la diminution des volumes de condensats qui cadre avec la réduction de la production ainsi que de la baisse des prix des condensats. En 2015, la société avait comptabilisé une réduction de valeur de 7 M\$ de ses stocks de pétrole brut et de condensats, pour les ramener à leur valeur nette de réalisation en raison du recul des prix du brut. Aucune réduction de valeur des stocks n'a été constatée en 2016.

Les frais de transport ont reculé, principalement en raison d'une diminution des volumes de vente, facteur partiellement contrebalancé par une hausse des coûts de transport associée à l'optimisation des ventes de la société et par les coûts additionnels découlant des engagements de transport par pipeline excédant la production actuelle.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société en 2016 ont été la main-d'œuvre, les activités de reconditionnement, l'électricité, les taxes foncières et les coûts de location, les activités de réparation et de maintenance et les coûts des produits chimiques. Les charges d'exploitation ont baissé de 94 M\$, soit 1,60 \$ le baril.

La diminution des charges d'exploitation unitaires est attribuable principalement aux facteurs suivants :

- la réduction des coûts de réparation et de maintenance et des coûts de reconditionnement grâce à l'accent mis sur les activités critiques;
- la baisse des coûts des produits chimiques par suite de l'utilisation réduite de polymères et de l'optimisation des procédés;
- les réductions de l'effectif;
- la diminution des frais d'électricité du fait de la baisse des prix et d'une consommation moindre.

La diminution des charges a été en partie annulée par la baisse de la production.

Prix nets opérationnels¹⁾

(\$/baril)	Pétrole brut			Pétrole léger et moyen		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Prix de vente ²⁾	35,82	39,95	76,25	46,48	50,64	88,30
Redevances	3,31	2,97	7,09	9,28	5,66	9,15
Transport et fluidification ²⁾	4,60	3,36	3,29	2,73	2,91	3,34
Charges d'exploitation	13,38	15,92	20,51	15,65	16,27	16,98
Taxe sur la production et impôts miniers	0,01	0,04	0,18	1,24	1,41	2,70
Prix nets opérationnels, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques³⁾	14,52	17,66	45,18	17,58	24,39	56,13
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	3,18	6,77	(0,03)	3,11	6,79	(0,08)
Prix nets opérationnels, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	17,70	24,43	45,15	20,69	31,18	56,05

1) Mesure hors PCGR définie dans le présent rapport de gestion. Se reporter à la section « Résultats d'exploitation » du rapport de gestion pour en savoir plus à ce sujet.

2) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd.

3) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques en 2016 ont donné lieu à des profits réalisés de 60 M\$ (157 M\$ en 2015), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient inférieurs aux prix contractuels de Cenovus.

Hydrocarbures classiques – gaz naturel

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2016	2015	2014
Chiffre d'affaires brut	321	450	744
Déduire : redevances	14	11	12
Produits des activités ordinaires	307	439	732
Charges			
Transport et fluidification	16	17	20
Activités d'exploitation	152	175	198
Taxe sur la production et impôts miniers	-	2	9
(Profit) perte lié à la gestion des risques	2	(52)	(5)
Marge d'exploitation	137	297	510
Dépenses d'investissement	10	13	28
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	127	284	482

La marge d'exploitation tirée du gaz naturel a continué de contribuer au financement des occasions de croissance du secteur Sables bitumineux.

Produits des activités ordinaires

Prix

En 2016, le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a diminué de 20 % pour s'établir à 2,33 \$ le kpi³, ce qui cadre avec le recul du prix de référence AECO.

Production

La production a fléchi de 11 % pour se chiffrer à 377 Mpi³/j en 2016 en raison des baisses normales de rendement prévues et de la vente en 2015 de terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers, qui avaient produit 10 Mpi³/j en 2015.

Redevances

Les redevances ont augmenté par rapport à 2015. En effet, leur réduction attribuable à la baisse des prix et de la production a été contrée par leur alourdissement après la vente en 2015 de la participation de la société dans des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers, sur lesquels la société percevait des redevances. Le taux de redevance moyen en 2016 s'est chiffré à 4,7 % (2,7 % en 2015).

Charges

Transport

En 2016, les frais de transport ont légèrement reculé par suite surtout de la diminution des volumes de vente, en partie annulée par les charges supplémentaires liées à la mise à jour des contrats de transport en 2015.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société ont été les taxes foncières et les frais de location, la main-d'œuvre et les travaux de réparation et d'entretien. En 2016, les charges d'exploitation se sont repliées de 23 M\$, par suite essentiellement de la réduction des coûts de main-d'œuvre et des travaux de réparation et d'entretien et de la diminution des coûts de l'électricité faisant suite à la baisse des prix.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des pertes réalisées de 2 M\$ en 2016 (profits réalisés de 52 M\$ en 2015), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens ont été supérieurs aux prix fixés par contrat.

Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

	2016	2015	2014
Pétrole lourd	44	63	338
Pétrole léger et moyen	117	168	474
Gaz naturel	10	13	28
Dépenses d'investissement¹⁾	171	244	840

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

Les dépenses d'investissement de 2016 ont été consacrées principalement au forage de puits stratigraphiques pour le pétrole avarié, aux investissements de maintien et au projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn. Si elles ont diminué par rapport à 2015, c'est principalement en raison de la réduction des dépenses consacrées aux activités liées au pétrole brut imputable à la faiblesse des prix des marchandises.

Travaux de forage

(puits nets, sauf indication contraire)

	2016	2015	2014
Pétrole brut	9	32	126
Remises en production	69	724	803
Puits de forage stratigraphique bruts	58	13	30
Autres ¹⁾	-	3	40

1) Comprend les puits secs et abandonnés, les puits d'observation et les puits de service.

Les activités de forage de 2016 ont porté essentiellement sur le forage de puits stratigraphiques pour le pétrole avare et les remises en production de puits de gaz naturel effectuées dans une optique d'optimisation de la production.

Dépenses d'investissement futures

Comme la société s'attend à ce que le prix du pétrole brut demeure volatil en 2017, elle préconise une approche modérée à l'égard de la mise en valeur des possibilités que lui offrent les projets liés au pétrole brut de son secteur Hydrocarbures classiques. Elle entend donner la priorité aux forages considérés comme relativement peu risqués, associés à des cycles de production courts et à de solides rendements prévisionnels.

Les dépenses d'investissement que la société prévoit consacrer à l'égard du pétrole brut en 2017 se situent dans une fourchette de 275 M\$ à 325 M\$; elles visent principalement les investissements de maintien et les possibilités liées au pétrole avare dans le sud de l'Alberta. Les lecteurs qui souhaitent obtenir davantage de renseignements à ce sujet sont invités à lire le communiqué du 8 décembre 2016, dans lequel sont exposées les indications pour 2017. Ce communiqué peut être consulté sur le site de SEDAR à l'adresse sedar.com, sur celui d'EDGAR à l'adresse sec.gov, ou sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Amortissement et épuisement, coûts de prospection et perte de valeur du goodwill

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 engager pour mettre en valeur les réserves prouvées de la société. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué aux volumes de vente et sert à déterminer la dotation à l'amortissement et à l'épuisement d'une période donnée. La société est d'avis que cette méthode de calcul de l'amortissement et de l'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.

En 2016, la dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a diminué de 581 M\$ devant la baisse du taux d'amortissement et d'épuisement, le recul des pertes de valeur d'actifs et la contraction des volumes de vente.

Le taux d'épuisement moyen a reculé d'environ 30 % en 2016, car l'incidence du fléchissement des réserves prouvées imputable au ralentissement des plans de mise en valeur de la société a été largement contrebalancée par la baisse des immobilisations corporelles. Ces dernières ont diminué principalement à cause des pertes de valeur et d'une diminution des coûts estimatifs de démantèlement. Les coûts de mise en valeur futurs, qui correspondent à environ 40 % de la base épuisable, ont été inférieurs à ceux de 2015 étant donné les investissements minimes prévus à Pelican Lake dans l'immédiat.

Au début de 2016, une perte de valeur de 380 M\$ (184 M\$ en 2015) avait été comptabilisée à l'égard de l'UGT Nord de l'Alberta en raison principalement du recul des prix à terme du brut lourd. Au quatrième trimestre de 2016, la société a repris une somme de 400 M\$ des pertes de valeur déjà comptabilisées, déduction faite de l'amortissement et de l'épuisement qui auraient été comptabilisés si aucune perte de valeur n'était intervenue. La reprise faisait suite à l'accroissement de la valeur recouvrable estimée de l'UGT occasionné par la réduction moyenne de 5 % des coûts d'exploitation futurs attendus, en partie annulée par une diminution des réserves estimatives. Ces opérations se sont donc soldées par une reprise nette de 20 M\$ sur les pertes de valeur en 2016.

La société avait également comptabilisé une perte de valeur de 65 M\$ (néant en 2015) au début de 2016 relativement à son UGT Suffield. Étant donné l'augmentation de la valeur recouvrable estimée de l'UGT provenant de l'abaissement des redevances futures attendues, la totalité de cette perte de valeur, soit 62 M\$ après déduction de l'amortissement et de l'épuisement, a été reprise.

En 2016, la société a comptabilisé des pertes de valeur de 20 M\$ se rapportant principalement à de l'équipement qui a été ramené à sa valeur recouvrable.

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement de 2015 avait été supérieure de 66 M\$ à celle de 2014, en raison surtout des pertes de valeur de 184 M\$ comptabilisées en 2015, contre 65 M\$ en 2014, et du taux d'amortissement et d'épuisement plus élevé, facteurs en partie compensés par des volumes de vente moins importants. La perte de valeur de 2014 se rapportait à de l'équipement que la société ne prévoyait plus utiliser et à un bien de gaz naturel que la société avait mis hors service et abandonné.

Coûts de prospection

Aucun coût de prospection n'a été comptabilisé en 2016. En 2015, la société avait passé en charges des coûts de prospection et d'évaluation de 71 M\$ (82 M\$ en 2014) consacrés à des actifs de prospection de l'UGT Nord de l'Alberta et Saskatchewan qui ne satisfaisaient pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale.

Perte de valeur du goodwill

En 2014, la société avait comptabilisé une perte de valeur de 497 M\$ du goodwill associée au bien de Pelican Lake.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Cenovus est partenaire à 50 % des raffineries de Wood River et de Borger (les « raffineries »), qui sont situées aux États-Unis. Le secteur Raffinage et commercialisation aide la société à réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés comme le diesel, l'essence et le carburéacteur. L'approche intégrée de Cenovus procure à celle-ci une couverture économique naturelle contre tout élargissement des écarts de prix sur le brut en assurant aux raffineries une charge d'alimentation à faible coût. Ce secteur englobe les activités de commercialisation et de transport de Cenovus ainsi que son terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, situé à Bruderheim, en Alberta. En 2016, la société a chargé en moyenne 11 584 barils bruts par jour (6 530 barils bruts en 2015).

Les principaux facteurs qui ont influé sur le secteur Raffinage et commercialisation en 2016, comparativement à 2015, sont les suivants :

- la réalisation fructueuse du projet de décongestion de Wood River au troisième trimestre de 2016;
- l'accroissement du taux d'utilisation du pétrole brut grâce au solide rendement des raffineries;
- l'obtention d'une marge d'exploitation de 346 M\$, soit 10 % de moins qu'en 2015.

Exploitation des raffineries¹⁾

	2016	2015	2014
Capacité liée au pétrole brut (kb/j)	460	460	460
Production de pétrole brut (kb/j)	444	419	423
Pétrole brut lourd	233	200	199
Pétrole léger ou moyen	211	219	224
Produits raffinés (kb/j)	471	444	445
Essence	236	228	231
Distillats	146	137	137
Autres	89	79	77
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	97	91	92

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

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 lourd de manière économique. Le traitement de pétrole brut moins coûteux procure à la société un avantage sur le plan des coûts de la charge d'alimentation par rapport au traitement du WTI, car elle peut profiter de l'escompte du WCS 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.

En 2016, la production de pétrole brut et de produits raffinés a augmenté. L'excellent rendement obtenu aux raffineries a été légèrement atténué par des travaux de maintenance prévus et non prévus en 2016. En 2015, le rendement avait été entravé par des interruptions non planifiées et une révision prévue au calendrier aux deux raffineries. De plus amples volumes de brut lourd ont été traités en 2016 par suite de l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation totale.

Raffinage et commercialisation – résultats financiers

(en millions de dollars)

	2016	2015	2014
Produits des activités ordinaires	8 439	8 805	12 658
Produits achetés	7 325	7 709	11 767
Marge brute	1 114	1 096	891
Charges			
Charges d'exploitation	742	754	703
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	26	(43)	(27)
Marge d'exploitation	346	385	215
Dépenses d'investissement	220	248	163
Marge d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	126	137	52

Marge brute

Les marges de craquage qu'obtient la société 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, la configuration des raffineries et la proportion d'essence, de distillats et de produits secondaires qui composent leur production, le délai entre l'achat du pétrole brut alimentant les raffineries et le moment où celles-ci traitent ce pétrole brut, ainsi que les coûts de la charge d'alimentation. Ces derniers sont établis selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.

En 2016, la marge brute du secteur Raffinage et commercialisation s'est élargie, principalement pour les raisons suivantes :

- l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd et moyen;
- l'augmentation des taux d'utilisation;
- l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, qui a eu une incidence favorable d'environ 36 M\$ sur la marge brute;
- la hausse des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers, principalement par suite de l'accroissement des volumes de vente et d'un redressement des prix de vente du pétrole brut, facteurs en partie annulés par le repli des prix de vente du gaz naturel et l'augmentation des volumes achetés;
- la réduction de valeur de 4 M\$ des stocks de produits raffinés (15 M\$ en 2015).

L'amélioration de la marge brute a été en partie annulée par la baisse de la moyenne des marges de craquage sur le marché et la hausse des coûts associés aux numéros d'identification renouvelables (« NIR »). Les raffineries n'intègrent pas de carburants renouvelables à leurs produits de carburant. C'est pourquoi la société est tenue d'acheter des NIR pour se conformer à la norme sur les carburants renouvelables. En 2016, le coût associé aux NIR s'est chiffré à 294 M\$ (200 M\$ en 2015). L'augmentation coïncide avec la hausse de 49 % du prix de référence des NIR sur l'éthanol.

Charges

Les principales composantes des charges d'exploitation en 2016 ont été la main-d'œuvre, la maintenance et les services publics. Les charges d'exploitation présentées ont diminué en raison principalement de la réduction des travaux de maintenance associés aux interruptions de service non planifiées et aux révisions prévues et à la diminution du coût des services publics, facteurs en partie annulés par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

	2016	2015	2014
Raffinerie de Wood River	147	162	101
Raffinerie de Borger	66	78	61
Commercialisation	7	8	1
	220	248	163

Les dépenses d'investissement engagées en 2016 ont été surtout affectées à l'achèvement du projet de décongestion de la raffinerie de Wood River, outre les investissements de maintien, les projets d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des raffineries et les mesures environnementales. Le projet de décongestion de la raffinerie de Wood River a été mené à bien au troisième trimestre de 2016. La quantité de brut lourd traité reste tributaire de l'optimisation de la charge d'alimentation totale.

La société prévoit investir entre 210 M\$ et 240 M\$ en 2017, somme qui sera affectée principalement aux investissements de maintien et aux travaux d'amélioration de la fiabilité. Les lecteurs qui souhaitent obtenir davantage de renseignements à ce sujet sont invités à lire le communiqué du 8 décembre 2016, dans lequel sont exposées les indications pour 2017. Ce communiqué peut être consulté sur le site de SEDAR à l'adresse sedar.com, sur celui d'EDGAR à l'adresse sec.gov, ou 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 3 à 40 ans. La durée d'utilité fait l'objet d'un examen annuel. La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a augmenté de 20 M\$ en 2016, essentiellement à cause de la variation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

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. 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, outre les profits et pertes latents évalués à la valeur de marché sur le contrat d'achat d'électricité et les swaps de taux d'intérêt. Les activités liées à la gestion des risques de 2016 ont donné lieu à des pertes latentes de 554 M\$ (195 M\$ en 2015).

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 frais de financement et des frais de recherche.

(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Frais généraux et frais d'administration	326	335	379
Charges financières	492	482	445
Produits d'intérêts	(52)	(28)	(33)
(Profit) perte de change, montant net	(198)	1 036	411
Frais de recherche	36	27	15
(Profits) pertes à la sortie d'actifs	6	(2 392)	(156)
Autres (profits) pertes, montant net	34	2	(4)
	644	(538)	1 057

Charges

Frais généraux et frais d'administration

En 2016, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été la main-d'œuvre, la location de bureaux et les technologies de l'information. Les frais généraux et frais d'administration ont diminué de 9 M\$, principalement par suite du recul des coûts de la main-d'œuvre découlant des réductions de l'effectif plus importantes en 2015, de la baisse des frais liés aux technologies de l'information et de la réduction des dépenses discrétionnaires. En 2016, les indemnités de départ se sont chiffrées à 19 M\$ (43 M\$ en 2015). La diminution des frais généraux et frais d'administration a été en partie contrée par une charge hors trésorerie de 61 M\$ comptabilisée relativement à certains locaux à bureaux à Calgary en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus et une augmentation des primes d'intéressement à long terme du fait de l'appréciation du cours de l'action de la société.

Charges financières

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme, les emprunts à court terme et l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains (remboursé en mars 2014), outre la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. En 2016, les charges financières ont crû de 10 M\$ en regard de celles de 2015 du fait essentiellement de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

En 2016, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 5,3 % (5,3 % en 2015).

Change

(en millions de dollars)	2016	2015	2014
(Profit) perte de change latent	(189)	1 097	411
(Profit) perte de change réalisé	(9)	(61)	-
	(198)	1 036	411

La majorité des profits de change latents de 2016 découle de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Le dollar canadien a gagné 3 % par rapport au dollar américain entre le 31 décembre 2015 et le 31 décembre 2016, de sorte que la société a comptabilisé un profit latent.

Autres (profits) pertes, montant net

En novembre 2016, le gouvernement du Canada a rendu sa décision rejetant le projet d'oléoduc Northern Gateway. La société a donc radié des coûts de 23 M\$ associés au projet et inscrit des coûts de résiliation prévus de 7 M\$.

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 fait l'objet d'un examen annuel. La dotation s'est chiffrée à 65 M\$ en 2016 (78 M\$ en 2015).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)

	2016	2015	2014
Charge d'impôt exigible			
Canada	(174)	586	94
États-Unis	1	(12)	(2)
Total de la charge (du produit) d'impôt exigible	(173)	574	92
Charge (produit) d'impôt différé	(209)	(655)	359
	(382)	(81)	451

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

(en millions de dollars)

	2016	2015	2014
Résultat avant impôt sur le résultat	(927)	537	1 195
Taux prévu par la loi au Canada	27,0 %	26,1 %	25,2 %
Charge (produit) d'impôt sur le résultat attendu	(250)	140	301
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :			
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	(46)	(41)	(43)
Rémunération à base d'actions non déductible	5	7	13
(Gains) pertes en capital non imposables	(26)	137	74
(Gains) pertes en capital non comptabilisés découlant d'écarts de change latents	(26)	135	50
Ajustements découlant de déclarations antérieures	(46)	(55)	(16)
Décomptabilisation (comptabilisation) de pertes en capital	-	(149)	(9)
Comptabilisation de la base fiscale des actifs américains	-	(415)	-
Modification du taux prévu par la loi	-	161	-
Profit (perte) de change exclu du résultat net	-	-	(13)
Perte de valeur du goodwill	-	-	125
Autres	7	(1)	(31)
Total de la charge (du produit) d'impôt	(382)	(81)	451
Taux d'imposition effectif	41,2 %	(15,1) %	37,7 %

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. La société estime que sa charge d'impôt est juste. Il y a habituellement un certain nombre de questions fiscales en examen, et le montant de l'impôt sur le résultat fait donc l'objet d'une incertitude relative aux estimations. Le moment où sont constatés le résultat et les déductions d'impôt servant à l'établissement de la charge d'impôt exigible dépend de la législation fiscale pertinente.

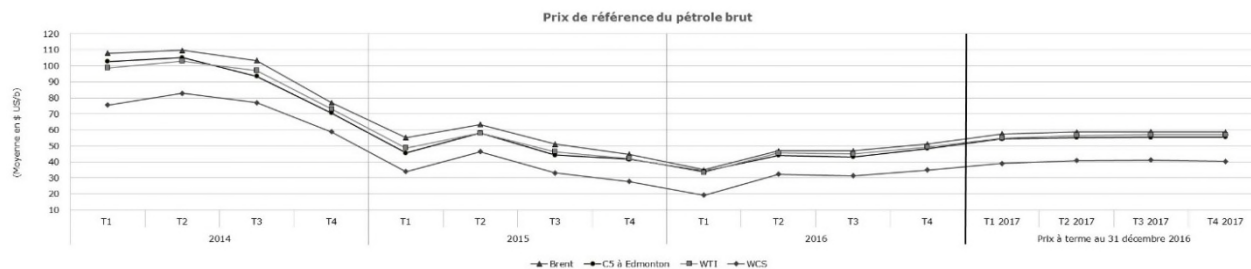
En 2016, la société a subi des pertes à des fins fiscales au Canada, qui seront reportées en arrière pour récupérer de l'impôt sur le résultat payé précédemment ou comptabilisées à titre de produit d'impôt différé. Un produit d'impôt exigible a également été constaté relativement à des ajustements de l'exercice précédent. En 2015, la charge d'impôt exigible comprenait une somme de 391 M\$ imputable à la vente de ses terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers.

Un produit d'impôt différé a été comptabilisé en 2016. Ce produit était essentiellement attribuable à des pertes latentes liées à la gestion des risques et à la comptabilisation de pertes d'exploitation de l'exercice courant qui seront déduites au cours d'une période à venir. En 2015, la société avait comptabilisé un produit d'impôt différé de 415 M\$ découlant d'un ajustement à la base fiscale de ses actifs de raffinage. De plus, une charge non récurrente d'environ 161 M\$ avait été comptabilisée en 2015 en raison de la réévaluation du passif d'impôt différé découlant de l'augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta et contrebalancée par des pertes d'exploitation différées aux fins de l'impôt.

Le taux d'imposition effectif de Cenovus est fonction de la relation entre le total de la charge (du produit) d'impôt et le résultat avant impôt. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte des taux plus élevés aux États-Unis, des écarts de change latents 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.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Les résultats des huit derniers trimestres ont été marqués surtout par la volatilité des prix des marchandises. Un recul important des prix des marchandises s'est produit à la fin de 2014, et la faiblesse des prix du pétrole brut a persisté tout au long de 2015 et de 2016. Les prix du pétrole brut ont atteint un creux sur 13 ans, le WTI s'évaluant à 33,45 \$ US le baril en moyenne au premier trimestre de 2016, puis se redressant graduellement pour atteindre 49,29 \$ US le baril en moyenne au quatrième trimestre de 2016. Les prix moyens de référence du WTI et du WCS ont augmenté respectivement de 17 % et de 26 % au quatrième trimestre de 2016 comparativement à 2015. Les prix nets opérationnels de la société, qui se situaient à 21,61 \$ le bep en décembre 2016 avant les opérations réalisées liées à la gestion des risques, ont été les plus élevés depuis juillet 2015.



(en millions de dollars, sauf les montants par action, à moins d'indication contraire)

	2016				2015				2014
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Volumes de production									
Pétrole brut (b/j)	219 551	208 072	198 080	197 551	199 556	210 422	199 954	218 020	216 177
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	379	392	399	408	424	430	450	462	479
Activités de raffinage									
Pétrole brut traité (kb/j)	421	463	458	435	405	394	441	439	420
Produits raffinés (kb/j)	448	494	483	460	430	414	462	469	442
Produits des activités ordinaires	3 642	3 240	3 007	2 245	2 924	3 273	3 726	3 141	4 238
Marge d'exploitation¹⁾	595	487	541	144	357	602	932	548	537
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	164	310	205	182	322	542	335	275	868
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾	535	422	440	26	275	444	477	495	401
Résultat d'exploitation²⁾	321	(236)	(39)	(423)	(438)	(28)	151	(88)	(590)
dilué par action (\$)	0,39	(0,28)	(0,05)	(0,51)	(0,53)	(0,03)	0,18	(0,11)	(0,78)
Résultat net	91	(251)	(267)	(118)	(641)	1 801	126	(668)	(472)
de base et dilué par action (\$)	0,11	(0,30)	(0,32)	(0,14)	(0,77)	2,16	0,15	(0,86)	(0,62)
Dépenses d'investissement³⁾	259	208	236	323	428	400	357	529	786
Dividendes									
Dividendes en numéraire	42	41	42	41	132	133	125	138	201
En actions émises sur le capital autorisé	-	-	-	-	-	-	98	84	-
Par action	0,05	0,05	0,05	0,05	0,16	0,16	0,2662	0,2662	0,2662

1) Total partiel présenté à la note 1 des états financiers consolidés et défini dans le présent rapport de gestion.

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

3) Tient compte des charges relatives aux immobilisations corporelles et aux actifs de prospection et d'évaluation.

Comparaison des résultats d'exploitation du quatrième trimestre de 2016 et du quatrième trimestre de 2015

Volumes de production

La production totale de pétrole brut a progressé de 10 %, surtout du fait des volumes de production supplémentaires provenant de la phase G de Foster Creek et de la phase F de Christina Lake, dont le démarrage a eu lieu respectivement au troisième et au quatrième trimestre de 2016, en partie contrebalancés par les baisses normales de rendement prévues de la production du secteur Hydrocarbures classiques. Au quatrième trimestre de 2016, la production de gaz naturel a diminué de 11 % en raison des baisses normales de rendement prévues. La société a continué d'affecter ses investissements en priorité aux projets à rendement élevé et a consacré la plus grande partie de ses dépenses d'investissement totales aux biens pétroliers.

Activités de raffinage

Le pétrole brut traité et la production de produits raffinés ont augmenté en 2016 malgré les interruptions de service non planifiées à la raffinerie de Borger. Au quatrième trimestre de 2015, plusieurs interruptions de service planifiées et non planifiées s'étaient produites à la raffinerie de Wood River.

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont augmenté de 718 M\$ en raison surtout des facteurs suivants :

- les produits supérieurs tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers par le groupe de commercialisation. Cette augmentation est en grande partie attribuable aux volumes de pétrole brut achetés plus importants et au redressement des prix de vente du pétrole brut;
- un redressement de 43 % des prix de vente du pétrole brut (exclusion faite des couvertures financières), qui se sont chiffrés à 39,38 \$ le baril;
- une augmentation des produits tirés du raffinage, en grande partie attribuable à l'accroissement de la production de produits raffinés et à la hausse des prix de ces derniers;
- un accroissement de 8 % des volumes de vente de pétrole brut.

L'augmentation des produits des activités ordinaires a été en partie contrée par la hausse des redevances sur le pétrole brut.

Marge d'exploitation

La marge d'exploitation a monté de 67 % au cours du trimestre clos le 31 décembre 2016 en regard de la période correspondante de 2015. La marge d'exploitation en amont s'est élevée de 23 % en raison du redressement des prix du pétrole brut et du gaz naturel ainsi que de l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut, facteurs en partie contrebalancés par les profits réalisés liés à la gestion des risques, qui se sont chiffrés à 15 M\$ alors qu'ils avaient atteint 223 M\$ en 2015.

La marge d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation a augmenté de 148 M\$. Cette croissance est attribuable à l'accroissement de la production de produits raffinés, à l'amélioration des taux d'utilisation de la capacité, au repli des coûts de la charge d'alimentation et à la réduction des charges d'exploitation, en partie annulés par le recul des marges de craquage moyennes sur le marché et la comptabilisation de pertes réalisées liées aux activités de gestion des risques, alors que des profits avaient été comptabilisés à ce titre en 2015.

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

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont augmenté au quatrième trimestre de 2016, comparativement au trimestre correspondant de 2015, principalement en raison de la hausse de la marge d'exploitation mentionnée ci-dessus et des indemnités de départ plus élevées en 2015, facteurs en partie contrebalancés par la baisse du produit d'impôt exigible en 2016. En 2016, la variation du fonds de roulement était essentiellement due à la montée des prix des marchandises, qui a accru la valeur des débiteurs, des créditeurs et des stocks. En 2015, les prix des marchandises avaient considérablement fléchi, ce qui s'était traduit par une baisse de la valeur des stocks.

Résultat d'exploitation

Au quatrième trimestre de 2016, le bénéfice d'exploitation s'est établi à 321 M\$, contre une perte de 438 M\$ au trimestre correspondant de 2015. L'amélioration découlait principalement de la diminution de la dotation à l'amortissement et à l'épuisement faisant suite à la reprise de pertes de valeur de 462 M\$ et à la baisse des taux d'amortissement et d'épuisement, de l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation ajustés mentionnée ci-dessus et d'une baisse des coûts de prospection. Ces variations ont été en partie annulées par une perte de valeur d'actifs de 23 M\$ et des coûts de résiliation de 7 M\$ faisant suite à la décision, par le gouvernement du Canada, de rejeter le projet d'oléoduc Northern Gateway.

La reprise de la perte de valeur faisait suite essentiellement à l'accroissement de la valeur recouvrable estimée de l'UGT Nord de l'Alberta occasionné par la réduction moyenne des coûts d'exploitation futurs attendus et les coûts de mise en valeur future moindres, en partie annulés par une diminution des réserves estimatives. En 2015, la société avait inscrit des pertes de valeur de 200 M\$, surtout relativement à l'UGT Nord de l'Alberta, par suite d'un recul des prix à terme du brut lourd. Aucun coût de prospection n'a été comptabilisé en 2016. En 2015, il avait été

jugé que certains actifs de prospection ne satisfaisaient pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale, et la société avait donc passé en charges des coûts de 117 M\$.

Résultat net

En 2016, le résultat net de Cenovus s'est chiffré à 91 M\$ et tenait compte de pertes latentes liées à la gestion des risques de 114 M\$ et des pertes de change autres que d'exploitation de 147 M\$. En 2015, la société avait constaté une perte nette de 641 M\$ qui comprenait des pertes latentes liées à la gestion des risques de 26 M\$ et des pertes de change autres que d'exploitation de 212 M\$.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement du quatrième trimestre de 2016 se sont chiffrées à 259 M\$, soit 39 % de moins qu'au trimestre correspondant de 2015 surtout à cause de la diminution des dépenses engagées à l'égard du secteur Sables bitumineux et du secteur Hydrocarbures classiques. Les dépenses d'investissement ont été comprimées en vue de préserver la trésorerie et de maintenir la vigueur de la situation financière de la société eu égard à la faiblesse généralisée des prix des marchandises.

RÉSERVES ET RESSOURCES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Cenovus retient les services d'ERQI pour qu'ils évaluent l'ensemble de ses réserves prouvées et probables de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen, de LGN, de gaz naturel et de méthane de houille et de ses ressources éventuelles et prometteuses de bitume pouvant être recouvrées à l'aide d'une technologie éprouvée, et qu'ils préparent des rapports sur celles-ci.

Les développements survenus en 2016, comparativement à 2015, sont notamment les suivants :

- les réserves prouvées de bitume ont augmenté de 7 %, principalement grâce à l'ajout de 186 millions de barils de réserves prouvées de Christina Lake par suite de l'autorisation des organismes de réglementation visant l'expansion de la zone de Kirby East permettant de convertir les réserves probables en réserves prouvées et de l'amélioration du rendement des réservoirs;
- les réserves prouvées et probables ont augmenté de 1 % en raison du rendement amélioré des réservoirs à Foster Creek et à Christina Lake qui a contrebalancé la production de 2016;
- en ce qui concerne le pétrole lourd, les réserves prouvées et les réserves prouvées et probables ont reculé de 14 %, principalement du fait du report d'un programme de forage à Pelican Lake;
- en ce qui concerne le pétrole léger et moyen et les LGN, les réserves prouvées ont diminué de 8 % et les réserves prouvées et probables, de 6 % étant donné que la production est supérieure aux ajouts;
- en ce qui a trait au gaz naturel, les réserves prouvées ont fléchi de 10 % et les réserves prouvées et probables, de 9 %, car les ajouts et l'amélioration du rendement ont été largement contrebalancés par des réductions imputables à la production;
- en ce qui concerne le bitume, les ressources éventuelles économiques selon la meilleure estimation ont diminué de 5 % pour s'établir à 8,8 milliards de barils et les ressources prometteuses selon la meilleure estimation ont baissé de 3 % pour s'établir à 7,1 milliards de barils, dans les deux cas à cause surtout d'un facteur de récupération légèrement plus faible à l'égard de certains biens où l'espacement entre les paires de puits est plus grand.

Les données relatives aux réserves et ressources présentées ci-dessous en date du 31 décembre 2016 se fondent sur les prix et le taux d'inflation prévisionnels établis par McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« McDaniel ») au 1^{er} janvier 2017, et l'information comparative au 31 décembre 2015 se fonde sur les prix et le taux d'inflation prévisionnels établis par McDaniel au 1^{er} janvier 2016.

Réserves

31 décembre (avant redevances)	Bitume (Mb)		Pétrole lourd (Mb)		Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)		Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Prouvées	2 343	2 183	114	133	101	110	652	721
Probables	976	1 115	75	87	44	44	212	232
Prouvées et probables	3 319	3 298	189	220	145	154	864	953

Rapprochement des réserves prouvées

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)
(avant redevances)				
31 décembre 2015	2 183	133	110	721
Extensions et amélioration du taux de récupération	154	-	-	-
Révisions techniques	61	(8)	1	79
Cessions	-	-	-	(1)
Production ¹⁾	(55)	(11)	(10)	(147)
31 décembre 2016	2 343	114	101	652
Variation en glissement annuel	160	(19)	(9)	(69)
	7 %	(14) %	(8) %	(10) %

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

Rapprochement des réserves probables

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)
(avant redevances)				
31 décembre 2015	1 115	87	44	232
Révisions techniques	(139)	(12)	-	(20)
31 décembre 2016	976	75	44	212
Variation en glissement annuel	(139)	(12)	-	(20)
	(12) %	(14) %	- %	(9) %

Ressources éventuelles et prometteuses

31 décembre (en milliards de barils, avant redevances)	Bitume	
	2016	2015
Ressources éventuelles économiques¹⁾		
Meilleure estimation	8,8	9,3
Ressources prometteuses^{1), 2)}		
Meilleure estimation	7,1	7,4

1) Les expressions « ressources éventuelles », « ressources éventuelles économiques », « ressources prometteuses » et « meilleure estimation » sont définies à la sous-rubrique « Information sur le pétrole et le gaz » de la rubrique « Mise en garde » du présent rapport de gestion. Rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation d'une partie ou de la totalité des ressources éventuelles.

2) Rien ne garantit la découverte d'une partie ou de la totalité des ressources prometteuses. En cas de découverte, rien ne garantit la viabilité commerciale de l'exploitation d'une partie ou de la totalité des ressources prometteuses. La viabilité économique des ressources prometteuses n'est pas évaluée.

D'autres informations sur l'évaluation des réserves de la société, et la communication de l'information connexe, conformément au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (le « Règlement 51-101 »), ainsi que les risques et incertitudes de nature significative visant l'estimation des réserves sont présentés dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. D'autres informations visant les ressources éventuelles et prometteuses, notamment les risques et incertitudes significatifs, la description des projets, les facteurs importants se rapportant aux ressources estimatives et aux éventualités qui interdisent le classement des ressources éventuelles dans les réserves, sont présentées dans le rapport complémentaire sur les ressources éventuelles et prometteuses pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. La notice annuelle et le rapport sur les ressources éventuelles et prometteuses se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, ainsi que sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation	861	1 474	3 526
Activités d'investissement	(1 079)	888	(4 350)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	(218)	2 362	(824)
Activités de financement	(168)	894	(797)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	1	(34)	52
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(385)	3 222	(1 569)
31 décembre	2016	2015	2014
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 720	4 105	883
Facilité engagée et n'ayant fait l'objet d'aucun prélèvement	4 000	4 000	3 000

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont décliné en 2016, principalement sous l'effet de la baisse de la marge d'exploitation, analysée à la section « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. Compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques, le fonds de roulement s'élevait à 4 423 M\$ au 31 décembre 2016, contre 4 337 M\$ au 31 décembre 2015. La variation du fonds de roulement provient de l'amélioration des prix des marchandises à la fin de 2016 par rapport à 2015, qui a entraîné une hausse des débiteurs, des créditeurs et de la valeur des stocks du secteur Raffinage et commercialisation. En outre, les volumes de stocks de pétrole brut ont augmenté d'un exercice à l'autre.

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

En 2016, les sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement ont principalement servi aux dépenses d'investissement. En 2015, la cession des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers pour une contrepartie d'environ 2,9 G\$, déduction faite de l'impôt, avait entraîné des rentrées de trésorerie liées aux activités d'investissement.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

En 2016, les activités de financement comprenaient le versement de dividendes de 0,20 \$ par action, soit 166 M\$ (0,8524 \$ par action, soit 710 M\$, en 2015, dont une tranche de 528 M\$ avait été versée en trésorerie). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres. En 2015, les rentrées de trésorerie comprenaient un produit net de 1,4 G\$ sur l'émission d'actions ordinaires, en partie contrebalancé par un remboursement net sur les emprunts à court terme.

La dette à long terme de la société se chiffrait à 6 332 M\$ au 31 décembre 2016 (6 525 M\$ au 31 décembre 2015). Aucun remboursement en capital n'est exigible avant octobre 2019 (1,3 G\$ US). L'encours de la dette à long terme libellée en dollars américains n'a pas changé depuis août 2012. La diminution de 193 M\$ de la dette à long terme est attribuable à la variation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Au 31 décembre 2016, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

Sources de liquidités disponibles

La société prévoit que les flux de trésorerie tirés de ses activités liées au pétrole brut, au gaz naturel et au raffinage suffiront à financer une part de ses besoins en trésorerie. Tout manque à gagner éventuel pourrait devoir être financé par l'utilisation prudente de la capacité d'emprunt, la gestion du portefeuille d'actifs et d'autres occasions commerciales ou financières qui pourraient s'offrir à la société.

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 décembre 2016 :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 720	Sans objet
Facilité de crédit engagée	1 000	avril 2019
Facilité de crédit engagée	3 000	novembre 2019
Prospectus préalable de base ¹⁾	5 000 \$ US	mars 2018

1) Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

Facilité de crédit engagée

Au 31 décembre 2016, aucun prélèvement n'avait été fait sur la facilité de crédit engagée.

Aux termes de la facilité de crédit engagée, Cenovus est tenue de maintenir un ratio dette/capitaux permanents (au sens où l'entend la convention) maximum de 65 %. La société maintient ce ratio bien en deçà de ce plafond.

Les paragraphes qui suivent traitent du ratio dette/capitaux permanents employé par Cenovus pour surveiller sa structure financière.

Prospectus préalable de base

Le 24 février 2016, Cenovus a déposé un prospectus préalable de base visant le placement occasionnel de titres d'emprunt, d'actions ordinaires, d'actions préférentielles, de reçus de souscription, de bons de souscription, d'options d'achat d'actions et de parts au Canada, aux États-Unis et dans d'autres territoires où la loi l'y autorise. Les instruments en question ne pourront pas dépasser 5,0 G\$ US ou l'équivalent dans d'autres devises. Le prospectus préalable de base expirera en mars 2018.

Au 31 décembre 2016, aucune émission n'avait été effectuée aux termes du prospectus.

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/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté. Les mesures hors PCGR qu'emploie la société se définissent comme suit : la dette s'entend des emprunts à court terme ainsi que des parties courante et non courante de la dette à long terme; les capitaux permanents correspondent à la dette plus les capitaux propres; le BAIIA ajusté correspond au bénéfice 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 ou la perte à la sortie d'actifs et les autres profits ou pertes nets, calculé sur une base de douze mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de celle-ci.

À long terme, Cenovus vise un ratio dette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0x à 2,0x. À diverses étapes du cycle économique, la société s'attend à ce que ces ratios dépassent à l'occasion leur fourchette cible.

Le ratio dette/capitaux permanents a légèrement augmenté, car le solde moindre de la dette, qui découle de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, a été contrebalancé par la diminution des capitaux propres. Quant à l'augmentation du ratio de la dette sur le BAIIA ajusté, elle découle de la baisse du BAIIA ajusté causée principalement par le recul des prix des marchandises et a été compensée en partie par la diminution du solde de la dette à long terme.

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

31 décembre	2016	2015	2014
Dette	6 332	6 525	5 458
Capitaux propres	11 590	12 391	10 186
Capitaux permanents	17 922	18 916	15 644
Ratio dette/capitaux permanents	35 %	34 %	35 %
Dette nette ¹⁾	2 612	2 420	4 575
Capitaux propres	11 590	12 391	10 186
Capitaux permanents	14 202	14 811	14 761
Ratio dette nette/capitaux permanents	18 %	16 %	31 %

1) La dette nette s'entend de la dette déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

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

31 décembre	2016	2015	2014
Dette	6 332	6 525	5 458
Dette nette¹⁾	2 612	2 420	4 575
BAIIA ajusté			
Résultat net	(545)	618	744
Ajouter (déduire) :			
Charges financières	492	482	445
Produits d'intérêts	(52)	(28)	(33)
(Produit) charge d'impôt sur le résultat	(382)	(81)	451
Amortissement et épuisement	1 498	2 114	1 946
Perte de valeur du goodwill	-	-	497
Perte de valeur des actifs de prospection et d'évaluation	2	138	86
(Profit) perte latent(e) lié à la gestion des risques	554	195	(596)
(Profit) perte de change, montant net	(198)	1 036	411
(Profit) perte à la sortie d'actifs	6	(2 392)	(156)
Autre (profit) perte, montant net	34	2	(4)
	1 409	2 084	3 791
Ratio dette/BAIIA ajusté	4,5 x	3,1 x	1,4 x
Ratio dette nette/BAIIA ajusté	1,9 x	1,2 x	1,2 x

1) La dette nette s'entend de la dette déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

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

Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

Au 31 décembre 2016, environ 833 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (833 millions au 31 décembre 2015). Cenovus a émis 76,2 millions d'actions ordinaires en 2015, à savoir 8,7 millions d'actions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et 67,5 millions d'actions dans le cadre d'une émission d'actions ordinaires au premier trimestre de 2015.

Dans le cadre de son programme d'intéressement à long terme, Cenovus offre à ses employés un régime d'options sur actions, un régime d'unités d'actions liées au rendement (« UAR »), un régime d'unités d'actions à négociation restreinte (« UANR ») et deux régimes d'unités d'actions différées (« UAD »). Se reporter à la note 27 annexe aux états financiers consolidés pour en savoir plus à ce sujet.

31 janvier 2017	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Actions ordinaires	833 290	s. o.
Options sur actions	44 982	33 379
Autres régimes de rémunération à base d'actions ¹⁾	11 617	1 598

1) Comprend les régimes d'UAR, d'UANR et d'UAD.

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 à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes, 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 contractuelles exposées dans le tableau ci-dessous ont été classées en obligations d'exploitation, d'investissement ou de financement selon le type de flux de trésorerie auxquels elles donneront lieu, et les obligations dont l'échéance initiale est à moins de un an en ont été exclues.

(en millions de dollars)	Date de paiement prévue					Par la suite	Total
	2017	2018	2019	2020	2021		
Exploitation							
Transport et stockage ¹⁾	682	711	722	1 031	1 239	21 875	26 260
Contrats de location simple (baux à construction)	101	146	146	145	142	2 465	3 145
Achats de produits	70	-	-	-	-	-	70
Autres engagements à long terme	80	27	26	15	15	108	271
Intérêts sur la dette à long terme	339	339	339	239	239	3 828	5 323
Passifs relatifs au démantèlement	43	47	47	35	27	6 070	6 269
Autres	19	10	7	6	4	16	62
Total des obligations d'exploitation	1 334	1 280	1 287	1 471	1 666	34 362	41 400
Investissement							
Engagements relatifs à des dépenses d'investissement	23	3	-	-	-	-	26
Total des obligations d'investissement	23	3	-	-	-	-	26
Financement							
Dette à long terme (capital seulement)	-	-	1 746	-	-	4 632	6 378
Autres	-	1	1	1	-	3	6
Total des obligations de financement	-	1	1 747	1	-	4 635	6 384
Total des paiements²⁾	1 357	1 284	3 034	1 472	1 666	38 997	47 810
Ventes de produits à prix fixe	3	-	-	-	-	-	3

1) Comprend des engagements liés au transport de 19 G\$ assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou approuvés, mais pas encore en vigueur.

2) Les contrats exécutés pour le compte de FCCL Partnership (« FCCL ») et de WRB Refining LP (« WRB ») sont présentés en fonction de la participation de 50 % de Cenovus.

À titre d'exploitant de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, la société est responsable des activités sur place, de la commercialisation et du transport de la totalité de la production issue de ces actifs. La société a conclu divers engagements dans le cours normal de ses activités, ayant trait surtout à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes. En outre, Cenovus a des engagements relatifs à son programme de gestion des risques et est tenue de capitaliser les régimes à prestations définies et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

Les engagements découlant de divers contrats de services de transport fermes par pipeline se sont établis à 26,3 G\$, soit 1,1 G\$ de moins qu'en 2015. Les obligations de la société ont diminué principalement en raison de l'utilisation de contrats et de changements apportés aux tarifs estimatifs. La diminution des obligations a été en partie compensée par l'accroissement des engagements en dollars américains découlant de la dépréciation du dollar canadien en regard du dollar américain. Les engagements en question, dont certains sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation ou ont été approuvés, mais ne sont pas encore en vigueur, ont des durées allant jusqu'à 20 ans après la date de début et devraient contribuer à faire coïncider les besoins de transport futurs de la société avec la croissance prévue de la production.

La société 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, comme le montrent l'achat en 2015 d'un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut et l'exportation du pétrole brut à partir de la côte américaine du golfe du Mexique. 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, en évaluant les options qui lui permettraient de maximiser la valeur de son pétrole au moyen d'une gamme accrue de produits, notamment les bitumes dilués existants, le bitume en partie valorisé, le bitume sous-fluidifié ou le bitume déshydraté, outre les expansions possibles de sa capacité de raffinage à mesure que s'accroît la production.

Au 31 décembre 2016, des lettres de crédit totalisant 258 M\$ (64 M\$ en 2015) avaient été émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats et étaient toujours en cours.

Au 31 décembre 2016, Cenovus était toujours partie à des contrats physiques à prix fixe relativement au gaz naturel prévoyant la livraison à court terme d'environ 21 Mpi³/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui sont en vigueur jusqu'au 1^{er} février 2017. Le volume total devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 11 Gpi³ au prix moyen pondéré de 4,94 \$ le kpi³.

Dans le cours normal de ses activités, Cenovus loue également des locaux à bureaux pour son personnel de soutien des établissements périphériques et du siège social.

Actions en justice

Cenovus est partie à un nombre restreint d'actions en justice dans le cours normal de ses activités. La société estime 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 ses états financiers consolidés.

Transactions entre parties liées

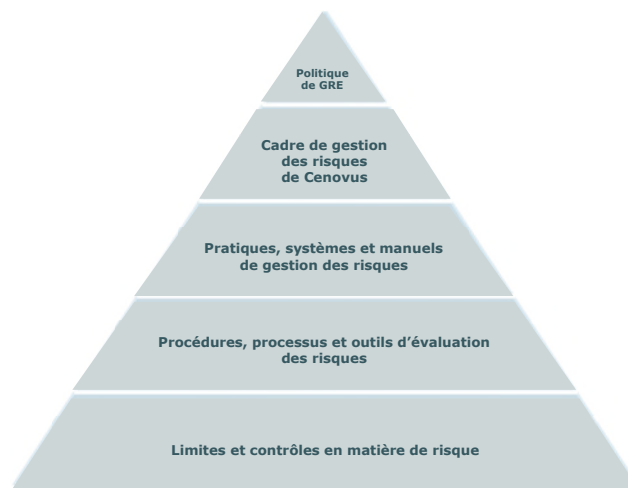
Cenovus n'a effectué aucune transaction avec des parties liées au cours des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015, sauf en ce qui a trait à la rémunération des principaux dirigeants. Pour obtenir un sommaire de la rémunération des principaux dirigeants, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

GESTION DES RISQUES

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 aux activités de la société. Grâce à son programme de gestion des risques d'entreprise (« GRE »), Cenovus est en mesure de déterminer, d'évaluer, de classer et de gérer les risques à la grandeur de son entreprise.

Gouvernance en matière de risques

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



Évaluation des risques

La société évalue l'incidence éventuelle de chaque risque repéré sur la réalisation des objectifs stratégiques de Cenovus; la probabilité qu'un risque donné se produise fait également l'objet d'une appréciation. Les risques sont analysés au moyen d'une matrice des risques et d'autres outils normalisés d'évaluation des risques.

À l'aide de la matrice des risques, chaque risque est classé sur un continuum allant de « faible » à « extrême ». Les risques sont d'abord appréciés en soi, sans que soit prise en compte l'existence de contrôles ou de mesures d'atténuation. Les risques sont ensuite réévalués en fonction de la cote de risque résiduel qui leur a été attribuée, qui reflète le risque qui subsiste après application des mesures de contrôle et d'atténuation, le cas échéant.

Compte tenu de la cote de risque résiduel, la direction détermine alors s'il convient encore de traiter les risques; le processus prévoit aussi des mesures pour soumettre et communiquer les risques résiduels aux décideurs appropriés.

Facteurs de risque significatifs

Le texte qui suit porte sur les risques financiers, les risques d'exploitation ainsi que les risques liés à la réglementation qui touchent Cenovus et ses activités. Pour obtenir une description des facteurs de risque et des incertitudes pouvant toucher Cenovus, se reporter à la rubrique « Mise en garde », et pour consulter une analyse exhaustive des facteurs de risque significatifs pouvant toucher Cenovus, se reporter à la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Risques financiers

Les risques financiers s'entendent du risque de perte ou d'occasion perdue découlant de la gestion financière et de conditions du marché. De temps à autre, il arrive que la direction conclue des contrats prévoyant un règlement financier ou par livraison physique pour atténuer le risque lié aux fluctuations des prix des marchandises, des taux d'intérêt et des taux de change.

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.

Un certain nombre de facteurs influent sur les prix du pétrole brut et du gaz naturel, comme l'offre et la demande et la conjoncture économique à l'échelle mondiale et régionale, les mesures que prend l'OPEP, le cadre réglementaire, la stabilité économique, les contraintes en matière de transport, les conditions météorologiques et l'offre de carburants de substitution; ces facteurs sont indépendants de la volonté de Cenovus et peuvent entraîner une considérable volatilité des prix. L'évolution des prix des marchandises aura une incidence sur les produits des activités ordinaires tirés de la vente de la production de la société. La performance financière est également sensible aux écarts de prix, puisque la production en amont diffère, en qualité et en éloignement, des marchandises sous-jacentes dont les prix sont cotés en bourse.

Les prix des marchandises ont entamé leur recul au quatrième trimestre de 2014 et sont demeurés faibles tout au long de 2015 et de 2016, une amélioration graduelle se manifestant à compter du deuxième trimestre de 2016. Une nouvelle contraction des prix des marchandises ou la persistance de leur faiblesse actuelle entraîneraient, entre autres, la diminution éventuelle des dépenses d'investissement futures, ce qui entraînerait la dépréciation, le report, voire l'annulation, de certains projets, outre la réduction ou l'interruption de la production.

Les prix des produits raffinés sont touchés par plusieurs facteurs, notamment l'offre et la demande connexes à l'échelle mondiale, les conditions météorologiques et les activités de maintenance planifiées et non planifiées visant les raffineries, tous ces facteurs étant indépendants de la volonté de la société et pouvant entraîner une forte volatilité des prix. La performance financière des raffineries se ressent également de la volatilité des marges imputable aux fluctuations de l'offre et de la demande à l'égard des produits raffinés, des coûts du pétrole brut, de la concurrence sur le marché et des facteurs saisonniers attribuables aux variations des volumes de production en conséquence de la demande selon la saison.

La société atténue son exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de ses activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer et d'engagements en matière d'accès au marché. Les instruments financiers conclus relativement aux activités de raffinage par l'exploitant des raffineries de la société, Phillips 66, visent principalement l'achat de produits. Les notes 3 et 32 annexes aux états financiers consolidés 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.

Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	2016			2015		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(216)	560	344	(571)	123	(448)
Gaz naturel	-	-	-	(59)	55	(4)
Raffinage	(1)	5	4	(36)	10	(26)
Électricité	6	(14)	(8)	10	5	15
Taux d'intérêt	-	3	3	-	2	2
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(211)	554	343	(656)	195	(461)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	54	(150)	(96)	175	(54)	121
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	(157)	404	247	(481)	141	(340)

En 2016, la société a comptabilisé des profits réalisés à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut, car les prix contractuels convenus étaient supérieurs aux prix de référence moyens. La société a par ailleurs comptabilisé des pertes latentes sur ses instruments financiers liés au pétrole brut en raison principalement de la réalisation des positions nettes et des variations des prix du marché.

Sensibilités aux prix des marchandises – positions de gestion des risques

Le tableau ci-dessous résume les sensibilités de la juste valeur des positions de gestion des risques aux fluctuations des prix des marchandises, toutes les autres variables étant par ailleurs maintenues constantes. La direction est d'avis que les fluctuations de prix indiquées dans ce tableau représentent une mesure raisonnable de la volatilité. L'effet des fluctuations des prix des marchandises sur les positions de gestion des risques ouvertes au 31 décembre 2016 aurait pu se traduire par des profits ou des pertes latents pour l'exercice comme suit :

Marchandise	Fourchette de sensibilité	Augmentation	Diminution
Prix du pétrole brut	± 5 \$ US par baril sur les couvertures du Brent et du WTI	(198)	193
Prix différentiel du pétrole brut	± 2,50 \$ US par baril sur les couvertures des différentiels liés à la production	1	(1)
Swaps de taux d'intérêt	± 50 points de base	45	(52)

Risques liés aux instruments financiers dérivés

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

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

Liquidité

Le risque de liquidité s'entend de l'impossibilité pour la société de s'acquitter de toutes ses obligations financières à mesure qu'elles deviennent exigibles, de liquider ses actifs rapidement à un prix raisonnable ou d'accéder aux marchés financiers selon des modalités acceptables. Le risque de liquidité de Cenovus pourrait être accru en période de ralentissement économique ou lorsqu'il se produit des événements imprévus influant sur les marchés des capitaux.

Le risque de liquidité est également tributaire du montant et du calendrier des engagements financiers et opérationnels, des dépenses d'investissement futures, des remboursements de dette ainsi que des sources de financement disponibles, facteurs qui peuvent se ressentir des notations de crédit de Cenovus. L'impossibilité pour la société de s'acquitter de ses obligations financières à leur échéance ou de liquider ses actifs en temps opportun à un prix raisonnable pourrait nuire considérablement à sa situation financière, à ses résultats d'exploitation, à ses flux de trésorerie, à sa capacité de mobiliser des capitaux, à sa capacité de respecter diverses clauses restrictives de nature financière et opérationnelle, à ses notations de crédit et à sa réputation.

Cenovus gère le risque de liquidité par la gestion active de la trésorerie et du crédit afin de s'assurer qu'elle a accès à de nombreuses sources de capital : trésorerie et équivalents de trésorerie, flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, facilité de crédit inutilisée et liquidités disponibles aux termes de son prospectus préalable de base. Au 31 décembre 2016, la trésorerie et les équivalents de trésorerie se chiffraient à 3,7 G\$. La facilité de crédit engagée de 4,0 G\$ de Cenovus était inutilisée. En outre, Cenovus disposait d'une capacité inutilisée de 5,0 G\$ US en vertu de son prospectus préalable de base, la disponibilité étant tributaire de la conjoncture des marchés.

Taux de change

Les produits des activités ordinaires de la société sont assujettis au risque de change étant donné que les prix de vente de son pétrole brut, de son gaz naturel et de ses produits raffinés sont établis en fonction de prix de référence aux États-Unis. La dépréciation du dollar canadien en regard du dollar américain a une incidence favorable sur les résultats que la société présente. En revanche, lorsque le dollar canadien s'apprécie, les résultats de la société fléchissent. Outre que ses produits des activités ordinaires sont libellés en dollars américains, Cenovus a choisi de contracter des emprunts à long terme libellés en dollars américains. En période d'affaiblissement du dollar canadien, la dette libellée en dollars américains de la société donne lieu à des pertes de change latentes à leur conversion en dollars canadiens. Pour gérer son exposition aux fluctuations des taux de change, il arrive que Cenovus conclue des contrats de change à terme ou autres. Les variations des taux de change pourraient porter un grand préjudice à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de la société.

Risque d'exploitation

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

Accès aux marchés et contraintes en matière de transport

Le transport de la production de Cenovus est assuré par pipelines et par transport ferroviaire et maritime. Les raffineries dépendent du réseau pipelinier pour recevoir la charge d'alimentation. Les interruptions ou les contraintes visant le transport pipelinier, ferroviaire ou maritime pourraient nuire gravement aux ventes de pétrole brut et de gaz naturel de la société, à la croissance projetée de sa production, à ses activités de raffinage et à ses flux de trésorerie. L'insuffisance de la capacité de transport pour la production de Cenovus se répercuterait sur son accès aux marchés terminaux. Ce facteur pourrait en retour avoir une incidence négative sur la performance financière de Cenovus, incidence imputable à l'augmentation des coûts de transport, à l'amplification des écarts de prix, à la contraction des prix de vente visant certaines régions ou certains teneurs de pétrole brut et, dans les cas extrêmes, à la réduction de la production.

Arrêts de l'exploitation et accidents graves menaçant l'environnement ou la sécurité

Les activités de production de pétrole brut et de gaz naturel de la société sont exposées à des risques d'exploitation inhérents, notamment les suivants : les formations ou pressions imprévues, les éruptions de puits, les défaillances de matériel ou autres accidents, l'interdépendance des systèmes composants, l'émission de gaz corrosif, les flux incontrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la migration de substances dangereuses vers

les réseaux hydrographiques, les conditions météorologiques défavorables, les déversements de pétrole, la pollution et d'autres risques environnementaux. Les activités de raffinage et de commercialisation sont assujetties à des risques comme les ralentissements imputables à des défaillances de matériel ou des interruptions de transport, les conditions météorologiques, les incendies, les explosions, les accidents ferroviaires ou les déraillements, les accidents maritimes, l'absence de charge d'alimentation et la piètre qualité de la charge d'alimentation. Les activités de Cenovus pourraient également être interrompues en raison de catastrophes naturelles ou d'autres événements indépendants de sa volonté.

L'incapacité de gérer ces risques efficacement pourrait entraîner des accidents mortels, des blessures graves, des dommages aux biens ou à l'environnement, et chacune de ces répercussions pourrait nuire considérablement à la réputation, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de la société. Cenovus ne souscrit pas d'assurance pour la totalité de ces éventualités et possibles interruptions. De plus, sa couverture d'assurance pourrait se révéler insuffisante pour permettre à la société de recouvrer en entier une perte financière découlant de telles éventualités et interruptions.

Réalisation de projets

Certains risques sont associés à la réalisation et à l'exploitation des projets d'expansion et de mise en valeur, aussi bien en amont qu'en ce qui concerne le raffinage. La réalisation fructueuse de projets est largement tributaire de la disponibilité et du coût des matériaux, du matériel et de la main-d'œuvre qualifiée, de la capacité de la société de financer sa croissance, outre la conjoncture économique en général. La réalisation de projets est également touchée par la capacité de Cenovus d'obtenir les autorisations nécessaires en matière d'environnement et de réglementation, ainsi que de l'évolution du cadre réglementaire et des attentes du public à l'égard des répercussions sur l'environnement de la mise en valeur des sables bitumineux. La mise en service et l'intégration de nouvelles installations au sein de l'actuel portefeuille d'actifs pourraient également entraîner des retards dans l'atteinte de cibles et d'objectifs. L'incapacité de gérer ces risques efficacement pourrait nuire considérablement à la réputation, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de la société.

Gestion des coûts

Les charges d'exploitation pourraient augmenter et nuire à la compétitivité de la société en raison des pressions inflationnistes, des restrictions visant le matériel, des coûts croissants des fournitures, du prix des marchandises, du relèvement du rapport vapeur/pétrole à l'égard des activités d'exploitation des sables bitumineux de la société et de l'accroissement du fardeau réglementaire, notamment au chapitre de l'environnement. Les charges d'exploitation liées à la production de pétrole sont en grande partie fixes à court terme. Par conséquent, elles sont grandement tributaires des niveaux de production. L'incapacité de la société de gérer ces coûts pourrait se répercuter sur le rendement des projets et les futures décisions en matière de mise en valeur, facteurs qui pourraient nuire gravement à la situation financière de Cenovus, ainsi qu'à ses résultats d'exploitation et à ses flux de trésorerie.

Remplacement des réserves

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

Dirigeants et personnel

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

Systèmes d'information

La société dépend fortement des technologies de l'information telles que le matériel informatique et les logiciels pour mener ses activités d'exploitation. Les systèmes d'information pourraient être endommagés, altérés ou interrompus par des catastrophes naturelles, des pannes de télécommunications, des coupures de courant, des actions ou des programmes malveillants, des virus informatiques, des violations de la sécurité physique ou électronique, le mauvais usage par des utilisateurs ou des erreurs commises par ces derniers. L'interruption des systèmes ou leur violation pourraient avoir une incidence défavorable sur la réputation, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la société.

Risques liés à la réglementation

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

Autorisations des organismes de réglementation

Les activités de la société sont assujetties à la réglementation et à des mesures gouvernementales au chapitre notamment des politiques en matière d'énergie, d'environnement et de sécurité, de régime foncier, de fiscalité, de redevances, de droits gouvernementaux d'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, des taux de production, d'expropriation ou d'annulation de droits contractuels, d'acquisition de droits d'exploration et de production, ainsi que de contrôle de la mise en valeur et de la cessation d'exploitation de terrains. La non-obtention des approbations requises de la part des organismes de réglementation, le non-respect des conditions prévues par une approbation, l'évolution future du cadre réglementaire ou l'interprétation de celui-ci pourraient avoir des répercussions sur les projets actuels et prévus de Cenovus ou accroître ses dépenses d'investissement ou ses charges d'exploitation, et du même coup nuire à sa situation financière, à ses résultats d'exploitation et à ses flux de trésorerie.

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

Le régime actuel de responsabilité pour l'abandon, la remise en état et la restauration des actifs pétroliers et gaziers de l'Alberta limite la responsabilité de chaque partie à la quote-part lui revenant dans un actif. Dans le cas où l'une des parties devient insolvable et n'est plus en mesure de financer les activités d'abandon, de remise en état et de restauration, les parties solvables peuvent réclamer à la partie insolvable sa quote-part des coûts (actif orphelin) auprès de l'Orphan Well Association (l'« OWA »). L'OWA, qui administre les actifs orphelins, est financée à même les droits imposés aux titulaires de permis et d'approbations, dont Cenovus, en fonction de la quote-part revenant à chaque partie dans les obligations réputées d'abandon, de remise en état et de restauration du secteur pétrolier et gazier relativement aux installations, aux puits et aux emplacements non remis en état en Alberta. La Saskatchewan s'est dotée d'un régime semblable.

En mai 2016, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rendu une décision dans la cause Redwater Energy Corporation (l'« affaire Redwater ») selon laquelle les fiduciaires et les séquestres des parties insolvable peuvent renoncer en faveur de l'Alberta Energy Regulator (l'« AER ») à des actifs pétroliers et gaziers non rentables avant d'entreprendre le processus de vente des actifs de la partie insolvable. Les puits et les installations ainsi abandonnés deviennent des « actifs orphelins », à charge pour l'OWA de veiller à leur restauration. Avant la décision relative à cette affaire, le processus de vente des actifs de la partie insolvable aurait normalement inclus les actifs rentables et ceux qui ne l'étaient pas; c'est seulement dans le cas où le processus de vente ne permettait pas de vendre tous les actifs que les actifs résiduels étaient classés dans les actifs orphelins par l'AER et remis à l'OWA. La décision relative à l'affaire Redwater a été portée en appel par l'AER et l'OWA.

En juin 2016, en réaction à l'affaire Redwater, l'AER a publié le bulletin 2016-16, qui met notamment en place des changements importants aux procédures de l'AER portant sur les cotes de gestion des obligations, l'admissibilité aux permis et leur transfert. Les gouvernements de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan ont annoncé des politiques semblables en ce qui concerne ces provinces. Ces changements pourraient avoir une incidence sur la capacité de Cenovus à transférer ses licences, ses approbations ou ses permis et entraîner un accroissement des coûts et des retards ou nécessiter la modification ou l'abandon de projets et de transactions.

Étant donné la conjoncture économique actuelle et la décision rendue dans l'affaire Redwater, le nombre de puits orphelins en Alberta pourrait augmenter considérablement. Par conséquent, la valeur globale des obligations d'abandon, de remise en état et de restauration prises en charge par l'OWA pourrait s'accroître. On ne sait pas encore avec précision comment l'OWA réglera ces obligations ni de quelle manière, le cas échéant, l'OWA ou les organismes de réglementation provinciaux obtiendront le remboursement de ces obligations auprès des membres de l'industrie, dont Cenovus. L'incidence pour Cenovus de toute décision concernant la loi, la réglementation ou les politiques découlant de la décision dans l'affaire Redwater et de l'issue de l'appel dont elle fait l'objet ne peut pas être établie de manière fiable et précise, mais le recouvrement des coûts ou d'autres mesures prises par les organismes de réglementation concernés pourraient notamment avoir des répercussions défavorables sur les activités de Cenovus, sa situation financière, les résultats de son exploitation et ses flux de trésorerie.

Lois fiscales

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

Risque lié à la fiscalité américaine

En novembre 2016, les États-Unis ont élu un président républicain, de sorte que les républicains ont la mainmise à la fois sur la Chambre des représentants et sur le Sénat. Il semble que la nouvelle administration envisage une profonde réforme fiscale qui pourrait avoir une incidence importante sur la situation financière de Cenovus ou ses résultats d'exploitation.

Régimes de redevances

Les gouvernements de l'Alberta et de la Saskatchewan perçoivent des redevances à l'égard de la production de pétrole brut et de gaz naturel issue de terrains dont ils détiennent les droits miniers. Le 1^{er} janvier 2017, le gouvernement de l'Alberta a mis en application un régime de redevances révisé encadrant la production d'hydrocarbures classiques inspiré des recommandations du Royalty Review Advisory Panel (comité consultatif de réforme des redevances). Le régime révisé revoit entièrement les programmes, formules et taux de redevance et précise de nouvelles exigences de rapport sur les coûts des travaux de forage et d'achèvement. Il prévoit que les règles actuelles peuvent être appliquées pendant 10 ans à tous les puits classiques forés avant 2017. Le régime de redevances applicable aux sables bitumineux, lui, est resté intact, à l'exception de certaines modifications que le gouvernement se propose d'apporter aux coûts autorisés et à certaines composantes administratives du régime.

Les modifications apportées à la structure de redevances de la province de l'Alberta ne devraient pas avoir une incidence significative sur la situation financière de Cenovus; toutefois, toute nouvelle réforme des régimes de redevances et d'impôts miniers dans les provinces où la société mène des activités pourrait avoir une incidence considérable sur la situation financière de Cenovus, ses résultats d'exploitation, ses flux de trésorerie et ses dépenses d'investissement futures.

Réglementation environnementale

La réglementation environnementale impose notamment des restrictions, des responsabilités et des obligations liées à la production, à la manipulation, à l'utilisation, à l'entreposage, au transport, au traitement et à l'évacuation des matières dangereuses et des déchets dangereux et en cas de déversements et d'émissions de substances diverses dans l'environnement. Cette réglementation impose également des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la gestion des sources d'eau utilisées ou dont l'utilisation est envisagée dans le cadre d'activités d'exploitation pétrolière et gazière. La complexité de l'évolution du cadre réglementaire en matière d'environnement rend ardue toute prédiction quant aux répercussions éventuelles sur Cenovus.

Le respect de la réglementation environnementale peut nécessiter d'importantes dépenses, notamment en ce qui concerne le nettoyage et les dommages découlant de déversements ou de la contamination de biens. La société prévoit que les dépenses d'investissement et les charges d'exploitation pourraient continuer d'augmenter à cause de l'entrée en vigueur de nouveaux règlements environnementaux.

Le non-respect de la réglementation environnementale peut entraîner l'imposition d'amendes, de pénalités et d'ordres d'exécution en matière de protection de l'environnement. Les coûts liés à la conformité à l'avenir pourraient porter un grand préjudice à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de la société. La non-conformité à la réglementation environnementale pourrait aussi avoir une incidence défavorable sur la réputation de Cenovus. Cenovus pourrait également faire l'objet de poursuites par des tiers relativement aux changements climatiques ou à d'autres règlements environnementaux.

Loi sur les espèces en péril

La *Loi sur les espèces en péril*, de régime fédéral canadien, qui protège les espèces menacées ou en voie de disparition pourrait influencer sur les projets de mise en valeur dans les zones d'habitat essentiel des espèces préoccupantes (par exemple, le caribou des bois). Il en est de même des lois et règlements provinciaux qui lui font pendant. En Alberta, un projet appelé *Caribou Action and Range Planning Project* a été mis sur pied; il vise l'élaboration de plans de protection des habitats et de plans d'action ayant pour but le maintien et le rétablissement de 15 populations de caribous dans la province. L'adoption de mesures par les gouvernements fédéral et provinciaux pour protéger des espèces en péril, tel le caribou des bois, et leurs habitats dans des zones où Cenovus exerce déjà des activités, ou pourrait en exercer éventuellement, pourrait modifier le rythme et l'ampleur des projets de mise en valeur, voire, dans certains cas, rendre impossible l'exercice de toute activité.

Changement climatique

Le gouvernement fédéral et divers gouvernements de provinces ou d'États américains ont annoncé qu'ils avaient l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et d'autres polluants atmosphériques.

Le plan en matière d'environnement de l'Alberta a instauré un nouveau régime d'établissement des prix des émissions de GES. La loi intitulée *Climate Leadership Act* (la « Loi CL »), qui a reçu la sanction royale le 13 juin 2016, est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2017. Un règlement appelé *Climate Leadership Regulation* (le « Règlement CL ») précise certains détails relativement au régime de droits sur le carbone exposé dans la *Loi CL*; publié le 3 novembre 2016, il est aussi entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017. La *Loi CL* définit un régime de tarification du carbone pour l'Alberta prenant la forme d'un droit sur le carbone imposé à divers types de carburant correspondant à 20 \$ par tonne de GES rejetés au 1^{er} janvier 2017 et à 30 \$ par tonne en 2018. Les recettes tirées de ce droit sur le carbone serviront à financer des mesures de réduction des émissions de GES, à permettre à l'Alberta de s'adapter au changement climatique et à accorder des rabais ou des ajustements du droit sur le carbone aux consommateurs, aux entreprises et aux collectivités.

La société est également assujettie à la réglementation intitulée *Specified Gas Emitters Regulation* (la « SGER »), qui impose des limites d'intensité visant les émissions de GES et des obligations de réduction pour les propriétaires d'installations émettant des GES. De récentes modifications apportées à la SGER ont fait passer l'obligation de réduction de l'intensité des émissions à 20 % de moins que le seuil moyen enregistré par le passé par ces installations. Il existe quatre façons possibles de se conformer à l'exigence de réduction : 1) par la réduction de l'intensité des émissions des installations; 2) par l'achat ou l'utilisation de crédits compensatoires; 3) au moyen

de l'achat ou de l'utilisation de crédits de performance; 4) par la cotisation à un fonds au prix de 30 \$ par tonne de GES rejetés. À compter de 2018, les installations assujetties à la SGER passeront d'une approche fondée sur le rendement passé au chapitre des émissions à une approche fondée plutôt sur l'attribution en fonction de la production.

Aux termes de la *Loi CL* et du Règlement CL, les installations assujetties à la SGER (comme c'est le cas des actifs de sables bitumineux en exploitation de Cenovus) ne sont pas visées par le droit sur le carbone. Les activités faisant partie intégrante des procédés de production du pétrole et du gaz sont exonérées jusqu'en 2023. À l'heure actuelle, le gouvernement de l'Alberta s'affaire encore à déterminer exactement ce qui constitue une activité « faisant partie intégrante » de la production de pétrole et gaz classiques. La société s'attend à ce que ses activités soient assez peu visées par le droit sur le carbone d'ici 2023.

En plus de la tarification des émissions de GES, la *Loi CL* contient deux autres composantes qui intéressent le secteur du pétrole et du gaz : 1) la limitation des émissions provenant des sables bitumineux à un total de 100 mégatonnes par an pour l'ensemble de la province (les émissions actuelles du secteur se situent à environ 70 mégatonnes par an), certaines exceptions étant prévues pour les centrales de cogénération d'électricité et les nouvelles capacités de valorisation et 2) la réduction de 45 % des émissions de méthane issues des activités d'exploitation pétrolière et gazière d'ici 2025. D'autres changements apportés à la législation provinciale sur le changement climatique pourraient avoir une incidence défavorable sur Cenovus qu'il n'est pas possible d'estimer de manière fiable ou exacte à l'heure actuelle.

En octobre 2016, le gouvernement fédéral canadien a annoncé un nouveau régime national de tarification du carbone (la « stratégie du carbone ») en réponse à l'Accord de Paris qui a été ratifié par le Canada et d'autres nations en octobre 2016. Aux termes de la stratégie du carbone, toutes les provinces devront entériner un mécanisme de tarification du carbone qui comprend, au minimum, un prix sur les émissions de carbone de 10 \$ la tonne en 2018, prix qui augmente de 10 \$ la tonne chaque année pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022. La stratégie du carbone propose aussi un filet de sécurité fédéral au cas où des territoires omettent d'atteindre la valeur repère. Comme l'Alberta a déjà établi un régime de tarification du carbone, à court terme, le tarif national sur le carbone aura probablement peu de conséquences supplémentaires. La façon dont la stratégie du carbone sera imposée en Saskatchewan est encore incertaine.

Les effets défavorables sur les activités de la société d'une législation et d'une réglementation exhaustives en matière de GES pourraient comprendre une hausse des coûts liés à la conformité, l'accroissement des délais de délivrance de permis et des frais considérables liés à l'élaboration ou à la production de crédits ou quotas d'émission, facteurs qui pourraient tous accroître les charges d'exploitation et comprimer la demande de pétrole brut et de certains produits raffinés. Par conséquent, rien ne garantit que l'incidence des règlements à venir en matière de changement climatique ne sera pas considérable pour Cenovus. Abstraction faite du cadre législatif et réglementaire actuel, la portée et l'étendue de toute conséquence défavorable de l'un de ces programmes ou règlements supplémentaires ne peuvent être estimées avec exactitude pour l'heure, car les obligations législatives et réglementaires précises n'ont pas encore été mises au point. Qui plus est, les détails concernant d'autres mesures à l'étude et les délais de conformité demeurent flous.

Permis d'utilisation des eaux

Pour exploiter ses installations de pétrole brut, Cenovus a besoin d'eau, laquelle est obtenue aux termes de permis délivrés en vertu de la loi de l'Alberta intitulée *Water Act*. À l'heure actuelle, Cenovus n'est pas tenue de payer l'eau qu'elle utilise aux termes de ces permis. Si une modification était apportée aux exigences de ces permis et que les quantités d'eau que la société peut utiliser s'en trouvaient réduites, la production de la société pourrait diminuer ou ses charges d'exploitation, augmenter, ce qui aurait dans les deux cas une incidence défavorable significative sur les affaires et la performance financière. Rien ne garantit que ces permis ne seront pas annulés ou que des conditions additionnelles ne seront pas imposées pour leur obtention. Rien ne garantit que la société ne devra pas verser des droits pour l'utilisation de l'eau à l'avenir, ni que ces droits seront raisonnables. De plus, l'expansion des projets de la société est tributaire de l'obtention de permis pour accéder à des quantités d'eau supplémentaires. Rien ne garantit que ces permis seront délivrés, ou qu'ils le seront à des conditions favorables, ou qu'il existera de l'eau pouvant être déviée aux termes de ces permis.

Cadre albertain de réglementation de l'utilisation des terres

Le gouvernement de l'Alberta a mis en application le projet *Lower Athabasca Regional Plan* (le « projet LARP »), qui établit des cadres de gestion contraignants relativement à l'air, aux terres et à l'eau, lesquels intégreront des limites cumulatives et des éléments déclencheurs. Ce projet permettra aussi de cibler les zones ayant trait à la conservation, au tourisme et aux loisirs. L'issue des demandes futures de permis de mise en valeur des zones visées par le projet LARP est incertaine; la mise en valeur pourrait notamment faire l'objet de restrictions, et d'autres droits miniers pourraient être annulés. Cela pourrait nuire considérablement à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux flux de trésorerie de Cenovus.

Le gouvernement de l'Alberta a également mis en œuvre le projet *South Saskatchewan Regional Plan* (le « SSRP »), qui s'applique aux activités pétrolières et gazières que mène Cenovus dans le sud de l'Alberta. Jusqu'ici, Cenovus estime que le SSRP n'aura pas d'incidence significative sur ses activités pétrolières et gazières classiques, mais rien ne garantit que les expansions futures ne seront pas concernées. D'autres plans régionaux sont en voie d'élaboration, et rien ne garantit que ces plans, s'ils sont avalisés et mis en œuvre, ne nuiront pas considérablement aux activités actuelles et éventuelles de la société.

JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

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

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

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

Partenariats

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

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

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

Actifs de prospection et d'évaluation

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

Délimitation des unités génératrices de trésorerie

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

actifs communs se fait au niveau des unités génératrices de trésorerie; par conséquent, la délimitation des unités génératrices de trésorerie pourrait avoir une incidence importante sur les pertes de valeur ou les reprises de telles pertes.

Principales sources d'incertitude relative aux estimations

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

Réserves de pétrole brut et de gaz naturel

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

Valeur recouvrable

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

Au 31 décembre 2016, la valeur recouvrable des unités génératrices de trésorerie en amont de Cenovus a été déterminée en fonction de la juste valeur diminuée des coûts de sortie ou d'une évaluation des transactions portant sur des actifs comparables. La juste valeur des biens productifs a été calculée en fonction des flux de trésorerie après impôt actualisés des réserves prouvées et probables à l'aide de prix à terme et d'estimations des coûts préparées par les ERQI de Cenovus. Les hypothèses clés entrant dans la détermination des flux de trésorerie futurs tirés des réserves sont les prix du pétrole brut et du gaz naturel, les coûts de mise en valeur et le taux d'actualisation. Toutes les réserves ont été évaluées par les ERQI de la société au 31 décembre 2016.

Prix du pétrole brut et du gaz naturel

Les prix à terme au 31 décembre 2016 employés pour la détermination des flux de trésorerie futurs qui seront tirés des réserves de pétrole brut et de gaz naturel se détaillent comme suit :

	2017	2018	2019	2020	2021	Variation annuelle moyenne par la suite
WTI (\$ US/baril)	55,00	58,70	62,40	69,00	75,80	2,0 %
WCS (\$ CA/baril)	53,70	58,20	61,90	66,50	71,00	2,0 %
AECO (\$ CA/kpi ³) ¹⁾	3,40	3,15	3,30	3,60	3,90	2,2 %

¹⁾ Selon une puissance calorifique hypothétique d'un million de Btu (unités thermiques britanniques) par millier de pieds cubes de gaz.

Taux d'actualisation et d'inflation

Les évaluations des flux de trésorerie futurs actualisés emploient généralement comme point de départ un taux d'actualisation de 10 % et un taux d'inflation de 2 %; ces taux sont fréquemment utilisés dans l'industrie et ce sont ceux qu'utilisent les ERQI retenus par Cenovus lorsqu'ils préparent des rapports sur les réserves. D'autres facteurs économiques et relatifs à l'exploitation sont aussi pris en compte en fonction des caractéristiques individuelles des UGT considérées, ce qui peut jouer à la hausse ou à la baisse sur le taux d'actualisation présumé.

Coûts de démantèlement

Des provisions sont comptabilisées à l'égard des futures activités de démantèlement et de remise en état visant les actifs de pétrole brut et de gaz naturel en amont de Cenovus, ses actifs de raffinage et son terminal de transport ferroviaire, au terme de leur durée économique. La direction exerce son jugement en vue d'évaluer l'existence du passif futur et de l'estimer. Le coût réel de démantèlement et de remise en état des lieux est incertain et les estimations de coûts peuvent changer en fonction de nombreux facteurs, dont les modifications des exigences prévues par la loi, les avancements technologiques, l'inflation et le moment prévu pour le démantèlement et la remise en état des lieux. De plus, la direction établit le taux d'actualisation approprié à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. Ce taux d'actualisation, ajusté en fonction de la qualité de crédit, sert à établir la valeur actualisée des sorties de trésorerie futures estimatives requises pour régler l'obligation et peut changer en fonction de nombreux facteurs du marché. Se reporter à la note 22 annexe aux états financiers consolidés pour en savoir plus sur la variation des coûts de démantèlement.

Charges d'impôt sur le résultat

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

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

Changements de méthodes comptables

Cenovus a adopté la nouvelle modification suivante :

Passifs issus des activités de financement

Cenovus a adopté les exigences en matière de communication de l'information exposées dans l'*Initiative concernant les informations à fournir (modifications d'IAS 7)* (« IAS 7 ») par anticipation, c'est-à-dire avant la date d'entrée en vigueur obligatoire du 1^{er} janvier 2017. Les informations à fournir supplémentaires sur les variations des passifs issus des activités de financement ont été présentées à la note 21 annexe aux états financiers consolidés. Comme l'autorise IAS 7, les informations comparatives n'ont pas été fournies.

Nouvelles normes comptables et interprétations pas encore adoptées

Un certain nombre de nouvelles normes comptables et d'interprétations ou de modifications de normes comptables entrent en vigueur pour les exercices ouverts le 1^{er} janvier 2017 ou après cette date et n'ont donc pas été appliquées lors de la préparation des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016. Les normes qui s'appliqueront à Cenovus sont décrites dans les paragraphes qui suivent; elles seront adoptées à leur date d'entrée en vigueur respective.

Contrats de location

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

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

IFRS 16 entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise pourvu qu'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, ait été adoptée. La norme peut être appliquée de manière rétrospective ou selon une approche rétrospective modifiée. L'approche rétrospective modifiée ne requiert pas le retraitement des informations financières de la période précédente, car c'est un effet cumulatif qui est comptabilisé à titre d'ajustement des résultats non distribués d'ouverture, et la norme est ensuite appliquée de manière prospective. Il est probable que l'adoption d'IFRS 16 aura une incidence significative sur les états consolidés de la situation financière en raison des engagements significatifs au titre des contrats de location simple présentés à la note 34 annexe aux états financiers consolidés. La société prévoit d'appliquer IFRS 16 pour la première fois au 1^{er} janvier 2019; toutefois, la méthode transitoire à l'adoption n'a pas encore été arrêtée.

Comptabilisation des produits

Le 28 mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, (« IFRS 15 »), appelée à remplacer IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, et plusieurs interprétations liées à la comptabilisation des produits. IFRS 15 propose un cadre unique pour la comptabilisation des produits qui s'applique aux contrats conclus avec des clients. La norme stipule qu'une entité doit comptabiliser les produits de manière à refléter le transfert de biens et de services et le montant de la contrepartie qu'elle s'attend à recevoir au moment du transfert du contrôle à l'acheteur. Les obligations d'information ont aussi été élargies.

IFRS 15 entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée est permise. La norme pourra être appliquée de manière rétrospective ou selon une approche rétrospective modifiée. La société examine actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 15 sur ses états financiers consolidés et prévoit de l'adopter pour l'exercice qui sera clôturé le 31 décembre 2018.

Instruments financiers

Le 24 juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive d'IFRS 9, *Instruments financiers*, (« IFRS 9 »), qui remplace IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, (« IAS 39 »).

IFRS 9 définit un modèle unique pour établir si un actif financier est évalué au coût amorti ou à la juste valeur, qui remplace les multiples règles d'IAS 39. Ce modèle est fondé sur la façon dont l'entité gère ses instruments financiers dans le cadre de son modèle d'affaires et les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers. Les catégories d'évaluation d'IAS 39 pour les actifs financiers seront remplacées par les catégories suivantes : à la juste valeur par le biais du résultat net, à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global et au coût amorti. D'après son évaluation préliminaire, la société ne croit pas que le nouveau classement aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Pour les passifs financiers, IFRS 9 conserve la plupart des exigences d'IAS 39. Cependant, lorsque le modèle de la juste valeur est appliqué aux passifs financiers, toute variation de la juste valeur liée au risque de crédit de l'entité est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global plutôt qu'en résultat net, sauf si cette option crée une non-concordance comptable. À l'heure actuelle, Cenovus ne désigne pas de passifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net.

Un nouveau modèle de présentation des pertes de crédit attendues servant à calculer la dépréciation des actifs financiers remplace le modèle de dépréciation fondé sur les pertes subies défini dans IAS 39. Le nouveau modèle permettra la comptabilisation plus à propos des pertes de crédit attendues. La société ne s'attend pas à ce que le nouveau modèle de dépréciation ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Par ailleurs, IFRS 9 présente un modèle simplifié de comptabilité de couverture, qui harmonise davantage cette dernière à la gestion des risques. À l'heure actuelle, Cenovus n'utilise pas la comptabilité de couverture.

IFRS 9 entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée n'est permise que si toutes les dispositions d'IFRS 9 sont adoptées au début d'une période. La société prévoit d'adopter IFRS 9 pour l'exercice qui sera clôturé le 31 décembre 2018.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

La direction, notamment le président et chef de la direction et le vice-président directeur et chef des finances, a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière (le « CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 31 décembre 2016. La direction a utilisé les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission pour évaluer la conception et l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 31 décembre 2016.

L'efficacité du CIIF de la société a fait l'objet d'un audit par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet de comptables professionnels agréés indépendant, comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant que celui-ci a délivré et qui est joint aux états financiers consolidés audités de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Aucun changement n'a été apporté au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016 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 est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

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

Cenovus a publié en juillet 2016 son rapport annuel en matière de responsabilité d'entreprise de 2015. Ce rapport énonce de façon circonstanciée les initiatives de la société en vue d'accélérer l'amélioration de sa performance en matière d'environnement, de protéger la santé et la sécurité de son personnel, d'investir dans les collectivités où elle exerce ses activités et de nouer des liens durables avec celles-ci, ainsi que de maintenir les normes les plus élevées au chapitre de la gouvernance d'entreprise. Ce rapport indique également les distinctions qu'a reçues la société de la part d'organismes externes pour son engagement envers la responsabilité d'entreprise et à l'égard de ses efforts pour équilibrer la performance économique, sociale et environnementale et la gouvernance. On peut consulter la politique en matière de responsabilité d'entreprise et le rapport en matière de responsabilité d'entreprise de Cenovus sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

PERSPECTIVES

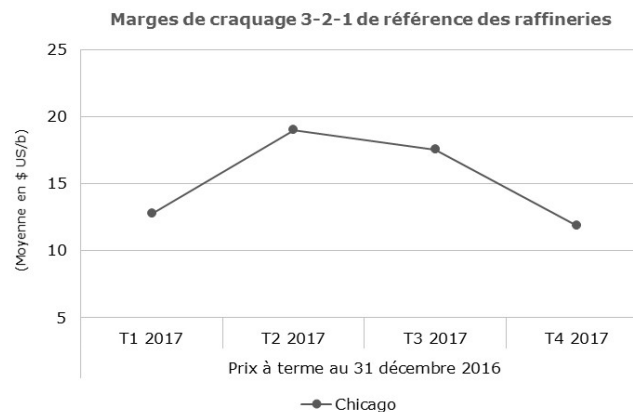
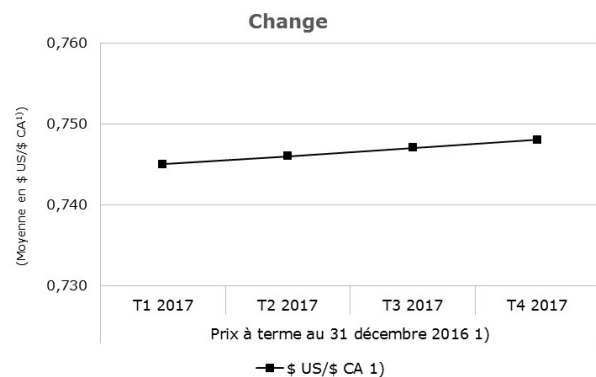
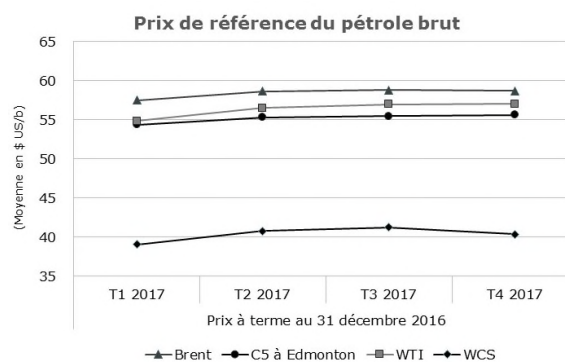
La société s'attend pour l'avenir prévisible à une volatilité persistante des prix; c'est pourquoi elle continuera de se montrer prudente quant à la façon d'affecter ses capitaux et de gérer le rythme de ses investissements. Elle a l'intention de s'affairer à maximiser les efficacités en matière de coûts et à maintenir sa résilience financière tout en menant des activités d'exploitation fiables et sûres, et elle reprendra ses investissements dans certains projets de croissance stratégiques. La société continuera de surveiller les changements qui seront apportés par le nouveau président des États-Unis, car certains pourraient avoir une incidence considérable sur les résultats financiers futurs de Cenovus.

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

Prix des marchandises sous-tendant les résultats financiers

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

- Selon la société, l'orientation générale des prix du pétrole brut dépendra principalement de la réaction de l'offre au contexte actuel des prix, du respect du plan de réduction de la production par les membres de l'OPEP et certains pays hors OPEP, des répercussions de toute perturbation de l'offre d'origine géopolitique et du rythme de croissance de la demande mondiale sous l'influence des événements macroéconomiques. Dans l'ensemble, la société s'attend à une modeste amélioration des prix du pétrole brut dans les 12 prochains mois.
- La société s'attend à ce que l'écart WTI-WCS s'élargisse en raison de la production croissante de pétrole lourd en Alberta et de la capacité limitée des transports pipeliniers.



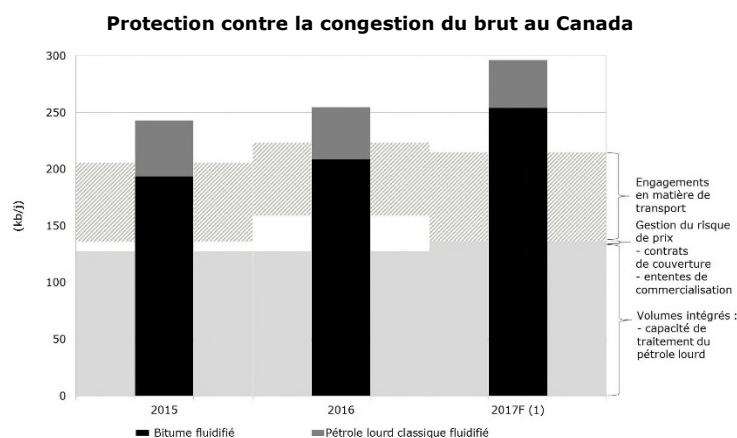
Les marges de craquage des raffineries américaines devraient suivre les tendances saisonnières historiques au cours des 12 prochains mois; la société prévoit que les marges subiront l'influence du rythme de rééquilibrage des stocks excédentaires de pétrole brut et de produits raffinés.

Le dollar canadien restera probablement lié aux prix du pétrole brut, mais ses mouvements seront limités par les prévisions de hausse des taux d'intérêt aux États-Unis. Dans l'ensemble et abstraction faite de la variation des prix du pétrole brut, l'appréciation du dollar canadien aura vraisemblablement une incidence négative sur les produits des activités ordinaires de la société et sur sa marge d'exploitation.

Les prix du gaz naturel devraient s'améliorer dans les 12 mois à venir du fait de la croissance limitée de l'offre, du raffermissement de la demande industrielle aux États-Unis et d'un accroissement de la capacité d'exportation de gaz des États-Unis. La société s'attend à ce que la croissance de l'offre subisse l'incidence du nombre relativement limité de plateformes de forage de gaz naturel aux États-Unis et de la congestion des gazoducs dans le nord-est du pays. Toutefois, une hausse importante des prix sera probablement entravée par le fait que le secteur de l'énergie peut toujours se tourner vers la houille pour remplacer le gaz naturel.

Le risque lié aux écarts de prix entre le pétrole léger et le pétrole 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. La société est préparée à une certaine volatilité des prix du pétrole brut. Elle a toujours la possibilité de réduire son exposition aux écarts de prix entre le léger et le lourd au moyen des mesures suivantes :

- Intégration – Les installations de raffinage du pétrole lourd permettent à la société 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.
- Opérations de couverture financière – La société limite l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont contre le risque de baisse en concluant des opérations financières fixant l'écart WTI-WCS.
- Ententes de commercialisation – La société limite 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.
- Engagements et ententes en matière de transport – Cenovus apporte son soutien aux projets de transport servant à acheminer le pétrole des zones de production jusqu'aux marchés de consommation et aux marchés côtiers.



1) Volumes de production prévus. Pour obtenir davantage de renseignements, se reporter aux indications pour 2017 mises à jour dans le communiqué du 8 décembre 2016 pouvant être consulté à l'adresse cenovus.com.

Priorités pour 2017

Croissance réfléchie et axée sur la valeur ajoutée

La société prévoit de consacrer entre 1,2 G\$ et 1,4 G\$ à ses dépenses d'investissement en 2017. La majeure partie de son budget d'investissement de 2017 sera affectée au maintien de la production tirée des sables bitumineux et à la production de base tirée des autres secteurs d'activité. Il est prévu d'affecter une partie du budget à la croissance des actifs de sables bitumineux actuels et aux actifs de pétrole avare du sud de l'Alberta. L'intégration demeure une part importante de la stratégie globale de la société, mais des dépenses d'investissement seront aussi consacrées aux travaux d'entretien prévus des raffineries et à l'amélioration de leur fiabilité.

Améliorations durables au chapitre des coûts

Au cours des deux dernières années, la société a réalisé des améliorations considérables au chapitre des coûts d'exploitation et de maintien en repérant des possibilités d'efficacité, en exploitant à fond les atouts de son modèle d'entreprise et en suivant une approche méthodique inspirée du secteur de la fabrication. La société prévoit de continuer en 2017 à apporter des améliorations durables à sa structure de coûts dans toute l'entreprise. Elle estime qu'elle saura réaliser de nouvelles compressions de coûts tout en accroissant sa production et ses dépenses d'investissement.

Maintien de la capacité d'adaptation financière

Le maintien de la capacité d'adaptation financière demeure la priorité absolue de Cenovus, qui ne sacrifie pas pour autant la sécurité de ses activités. Au 31 décembre 2016, la société disposait de fonds en caisse de 3,7 G\$ et d'un montant de 4,0 G\$ pouvant être prélevé sur la facilité de crédit engagée. La dette de Cenovus est assortie d'une échéance moyenne pondérée d'environ 15 ans, aucun titre d'emprunt ne venant à échéance avant le quatrième trimestre de 2019. La société dispose également d'un prospectus préalable de base de 5,0 G\$ US, dont la disponibilité est tributaire de la conjoncture du marché.

Accès aux marchés

L'accès aux marchés du pétrole brut canadien demeure problématique. La société prévoit de continuer d'évaluer en 2017 diverses possibilités qui s'offrent à elle pour la commercialisation de la production croissante qu'elle tire de ses sables bitumineux, notamment sur les marchés côtiers.

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Les estimations des réserves et des ressources et les renseignements qui s'y rapportent ont été préparés en date du 31 décembre 2016 par des évaluateurs de réserves indépendants agréés en conformité avec le manuel COGE et les exigences du Règlement 51-101. Les estimations se fondent sur les prix prévisionnels établis par McDaniel au 1^{er} janvier 2017. Pour en savoir plus sur les réserves et les ressources 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 la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 et son rapport sur les ressources éventuelles et prometteuses.

Les ressources éventuelles sont les quantités de bitume estimatives, à une date donnée, qui seront éventuellement récupérables à partir d'accumulations connues à l'aide d'une technique établie ou d'une technique en cours de mise au point, mais qui ne sont pas actuellement considérées comme récupérables sur le plan commercial par suite d'une ou de plusieurs éventualités. Les éventualités peuvent comprendre plusieurs facteurs, par exemple, des questions d'ordre économique, juridique, environnemental, politique et réglementaire, ou l'absence de marchés. Il convient également de classer à titre de ressources éventuelles les quantités découvertes estimatives récupérables associées à un projet qui en est au début de son stade d'évaluation. Les ressources éventuelles sont classées en fonction du degré de certitude associé aux estimations formulées, et peuvent être encore subdivisées en fonction de la maturité du projet ou du statut économique des ressources. L'estimation des ressources éventuelles n'a pas été ajustée en fonction des risques liés à la probabilité de mise en valeur.

Les ressources éventuelles économiques sont les ressources éventuelles actuellement récupérables sur le plan économique d'après des projections précises en matière de prix et coûts des marchandises. Dans le cas de Cenovus, les ressources éventuelles ont été évaluées à l'aide des mêmes hypothèses de prix des marchandises qui ont servi à la préparation de l'évaluation des réserves pour 2016, laquelle est conforme au Règlement 51-101.

Les ressources prometteuses sont les quantités de bitume estimatives, à une date donnée, qui seront éventuellement récupérables à partir d'accumulations non découvertes par la mise en œuvre de projets de mise en valeur futurs. Les ressources prometteuses disposent à la fois d'une possibilité associée de découverte et d'une possibilité de mise en valeur. Les ressources prometteuses sont par la suite classées en fonction du degré de certitude lié aux quantités récupérables estimatives dans l'hypothèse de leur découverte et mise en valeur et peuvent faire l'objet d'une sous-classification en fonction de l'avancement du projet. L'estimation par Cenovus des ressources prometteuses n'a pas été ajustée en fonction des risques liés à la probabilité de découverte ou de mise en valeur.

La meilleure estimation s'entend de l'estimation la plus précise de la quantité de ressources qui sera réellement récupérée. Il est également probable que les quantités effectivement récupérées soient supérieures ou inférieures à la meilleure estimation. Dans le cas des ressources faisant l'objet d'une meilleure estimation, le coefficient de probabilité que les quantités effectivement récupérées soient égales ou supérieures à l'estimation est de 50 %. Les ressources éventuelles ont été estimées au niveau des projets individuels, puis regroupées aux fins de la communication de l'information.

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 de ce facteur de conversion ne donne pas une image fidèle de la valeur réellement obtenue.

La notice annuelle de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 renferme de plus amples renseignements sur l'évaluation et la présentation des réserves conformément au Règlement 51-101 et sur les risques et incertitudes significatifs liés aux estimations des réserves. Le rapport complémentaire sur les ressources éventuelles et prometteuses pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 contient d'autres informations sur les ressources éventuelles et prometteuses, notamment les risques et incertitudes significatifs, la description des projets, les facteurs importants se rapportant à l'estimation des ressources et les éventualités qui interdisent le classement des ressources éventuelles dans les réserves. La notice annuelle et le rapport sur les ressources éventuelles et prometteuses peuvent être consultés sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Information prospective

Le présent document contient des énoncés prospectifs et d'autres informations (collectivement, l'« information prospective ») à propos des attentes, des estimations et des projections de la société à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « projeter » ou « P », « prévision », « avenir », « futur », « cibler », « positionnement », « déterminé à », « capacité », « pouvoir », « accent », « perspective », « éventuel », « priorité », « stratégie », « à terme » ou des expressions analogues et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : stratégie et échéanciers et étapes déterminantes connexes, notamment la durée prévue des phases d'expansion des sables bitumineux et leur capacité de production prévue; incidence prévue de l'achèvement du projet de décongestion de Wood River; projections pour 2017 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; résultat d'exploitation et résultats financiers projetés, y compris les prix de vente, les coûts et les flux de trésorerie projetés; cibles fixées à l'égard du ratio dette/capitaux permanents et dette/BAIIA ajusté; capacité à honorer les obligations de paiements à l'échéance; dépenses d'investissement prévues, y compris leur montant, leur calendrier de réalisation et leur mode de financement; production future attendue, notamment le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci; réserves prévues; capacités prévues, y compris relativement aux projets, au transport et au raffinage; préservation de la capacité d'adaptation financière et concrétisation des divers plans et stratégies sous-jacents; économies de coûts prévues et leur pérennité; priorités pour 2017; 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, aux instruments dérivés et à la réglementation environnementale comme la *Loi CL*, le Règlement CL, la SGER et la stratégie du carbone; efficacité potentielle des stratégies de gestion des risques; nouvelles normes comptables et calendrier de leur adoption par Cenovus; rendement pour les actionnaires projeté. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats réels de la société 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 et d'autres hypothèses inhérentes aux prévisions de Cenovus pour 2017, disponibles sur cenovus.com; les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, 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 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; l'utilisation et la mise au point de technologies à l'avenir; 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; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant; et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par Cenovus auprès des autorités en valeurs mobilières.

Les indications pour 2017, mises à jour le 8 décembre 2016, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : Brent, 48,75 \$ US/b; WTI, 47,25 \$ US/b; WCS, 31,50 \$ US/b; NYMEX, 3,00 \$ US/MBtu; AECO, 2,60 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 11,25 \$ US/b; taux de change, 0,74 \$ US/\$ CA.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels figurent notamment les suivants : la volatilité des prix du pétrole et du gaz naturel; l'efficacité du programme de gestion des risques de Cenovus, y compris l'effet des instruments financiers dérivés; l'efficacité des 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; l'offre et la demande de produits; la concurrence, notamment celle issue des nouvelles formes d'énergie; les risques inhérents aux activités de commercialisation de Cenovus, 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/BAIIA ajusté et dette nette/BAIIA ajusté et de ratios dette/capitaux permanents et dette nette/capitaux permanents souhaitables; la capacité de Cenovus 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, des ressources et de la production future; la capacité de Cenovus de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole et de gaz; la capacité de Cenovus de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter ses activités intégrées; la fiabilité des actifs de Cenovus, 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, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisés dans

les procédés d'exploitation des sables bitumineux; l'accueil éventuellement défavorable réservé aux nouveaux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie des combustibles fossiles; les hausses de coûts ou les 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 pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et à son application dans le cadre des activités de Cenovus; les risques liés aux changements climatiques; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de Cenovus et de ses filiales d'assurer convenablement le transport de leurs produits, notamment le transport par pipeline, le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime ou autre forme de transport, notamment pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées au réseau de pipelines; la disponibilité de talents essentiels et la capacité de la société à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; l'évolution des relations de la société avec les syndicats; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le cadre réglementaire dans tous les territoires où la société exerce 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 (notamment en ce qui a trait aux coûts d'abandon, de remise en état et de restauration, aux droits ou au recouvrement des obligations s'y rapportant), les gaz à effet de serre, le carbone 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 Cenovus exerce des activités; les risques de guerre, de menaces terroristes et l'instabilité connexe; les risques liés aux poursuites et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant Cenovus.

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. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle ou au rapport sur formulaire 40-F pour la période close le 31 décembre 2016, lesquels sont disponibles 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 section « 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
b/j	baril par jour	Mpi ³	million de pieds cubes
kb/j	millier de barils par jour	Gpi ³	milliard de pieds cubes
Mb	million de barils	MBtu	million d'unités thermales britanniques
bep	baril d'équivalent de pétrole	GJ	gigajoule
bep/j	baril d'équivalent de pétrole par jour	AECO	Alberta Energy Company
kbep	millier de barils d'équivalent de pétrole	NYMEX	New York Mercantile Exchange
Mbep	million de barils d'équivalent de pétrole	CBM	Coal Bed Methane
WTI	West Texas Intermediate		
WCS	West Canadian Select		
CDB	Christina Dilbit Blend	MC	Marque de commerce de Cenovus Energy

RAPPROCHEMENTS DES PRIX NETS OPÉRATIONNELS

Le prix net opérationnel est une mesure hors PCGR d'usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer le rendement opérationnel unitaire d'une entreprise. 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, divisé 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. Les prix nets opérationnels tiennent compte de notre marge par baril de pétrole brut avant fluidification. Par conséquent, le prix de vente du pétrole brut, 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 « manuel COGE ».

Les tableaux ci-après présentent un rapprochement des postes comprenant des prix nets opérationnels (en millions de dollars) avec nos états financiers consolidés.

Volumes de ventes

(en barils par jour, à moins d'indication contraire)

	2016	2015	2014
Sables bitumineux			
Foster Creek	69 647	64 467	57 336
Christina Lake	79 481	73 872	67 349
	149 128	138 339	124 685
Hydrocarbures classiques			
Pétrole lourd	28 958	35 597	39 231
Pétrole léger et moyen	25 965	30 517	34 434
Liquides de gaz naturel (« LGN »)	1 065	1 253	1 221
	55 988	67 367	74 886
Ventes de pétrole brut et de LGN	205 116	205 706	199 571
Ventes de gaz naturel (en Mpi ³ par jour)	394	441	488
Total des ventes (en bep par jour)	270 783	279 206	280 904

Total – pétrole brut, LGN et gaz naturel

Exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements			Selon les états financiers consolidés ¹⁾	
	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Total	Condensat	Stock ²⁾	Autres	Autres produits	Total par produit en amont
Produits des activités ordinaires								
Chiffre d'affaires brut	2 342	335	2 677	1 505	-	2	12	4 196
Moins les redevances	134	14	148	-	-	-	-	148
	2 208	321	2 529	1 505	-	2	12	4 048
Charges								
Transport et fluidification	436	17	453	1 505	(51)	-	-	1 907
Charges d'exploitation	777	165	942	-	-	(6)	9	945
Taxes sur la production et impôts miniers	12	-	12	-	-	-	-	12
Prix net opérationnel (Profit) perte à la gestion des risques	983 (243)	139 -	1 122 (243)	- -	51 -	8 6	3 -	1 184 (237)
Marge d'exploitation	1 226	139	1 365	-	51	2	3	1 421

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

2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente.

Exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements			Selon les états financiers consolidés ¹⁾	
	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Total	Condensat	Stock ²⁾	Autres	Autres produits	Total par produit en amont
Produits des activités ordinaires								
Chiffre d'affaires brut	2 656	469	3 125	1 583	-	3	28	4 739
Moins les redevances	132	11	143	-	-	-	-	143
	2 524	458	2 982	1 583	-	3	28	4 596
Charges								
Transport et fluidification	411	18	429	1 583	33	-	-	2 045
Charges d'exploitation	899	193	1 092	-	-	(10)	10	1 092
Taxes sur la production et impôts miniers	16	2	18	-	-	-	-	18
Prix net opérationnel	1 198	245	1 443	-	(33)	13	18	1 441
(Profit) perte à la gestion des risques	(564)	(59)	(623)	-	-	10	-	(613)
Marge d'exploitation	1 762	304	2 066	-	(33)	3	18	2 054

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

2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente.

Exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements			Selon les états financiers consolidés ¹⁾	
	Pétrole brut et LGN	Gaz naturel	Total	Condensat	Stock ²⁾	Autres	Autres produits	Total par produit en amont
Produits des activités ordinaires								
Chiffre d'affaires brut	5 198	778	5 976	2 221	-	33	31	8 261
Moins les redevances	450	15	465	-	-	-	-	465
	4 748	763	5 511	2 221	-	33	31	7 796
Charges								
Transport et fluidification	217	21	238	2 221	18	-	-	2 477
Charges d'exploitation	1 123	216	1 339	-	-	(4)	13	1 348
Taxes sur la production et impôts miniers	37	9	46	-	-	-	-	46
Prix net opérationnel	3 371	517	3 888	-	(18)	37	18	3 925
(Profit) perte à la gestion des risques	(37)	(6)	(43)	-	-	4	-	(39)
Marge d'exploitation	3 408	523	3 931	-	(18)	33	18	3 964

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

2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente.

Pétrole brut – Sables bitumineux

Exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements		Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total pétrole brut	Condensat	Stock ²⁾	Total pétrole brut – sables bitumineux
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	773	736	1 509	1 402	-	2 911
Moins les redevances	-	9	9	-	-	9
	773	727	1 500	1 402	-	2 902
Charges						
Transport et fluidification	225	137	362	1 402	(44)	1 720
Charges d'exploitation	269	217	486	-	-	486
Prix net opérationnel	279	373	652	-	44	696
(Profit) perte à la gestion des risques	(90)	(89)	(179)	-	-	(179)
Marge d'exploitation	369	462	831	-	44	875

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

2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente.

Exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements		Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total pétrole brut	Condensat	Stock ²⁾	Total pétrole brut - sables bitumineux
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	792	767	1 559	1 441	-	3 000
Moins les redevances	11	18	29	-	-	29
	781	749	1 530	1 441	-	2 971
Charges						
Transport et fluidification	208	127	335	1 441	38	1 814
Charges d'exploitation	295	216	511	-	-	511
Prix net opérationnel	278	406	684	-	(38)	646
(Profit) perte à la gestion des risques	(202)	(198)	(400)	-	-	(400)
Marge d'exploitation	480	604	1 084	-	(38)	1 046

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

2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente.

Exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels			Ajustements		Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Foster Creek	Christina Lake	Total pétrole brut	Condensat	Stock ²⁾	Total pétrole brut - sables bitumineux
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	1 453	1 514	2 967	1 996	-	4 963
Moins les redevances	125	108	233	-	-	233
	1 328	1 406	2 734	1 996	-	4 730
Charges						
Transport et fluidification	41	87	128	1 996	6	2 130
Charges d'exploitation	342	273	615	-	-	615
Prix net opérationnel	945	1 046	1 991	-	(6)	1 985
(Profit) perte à la gestion des risques	(29)	(9)	(38)	-	-	(38)
Marge d'exploitation	974	1 055	2 029	-	(6)	2 023

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

2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente.

Pétrole brut et LGN classiques

Exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Pétrole brut et LGN classiques	Condensat	Stock ²⁾	Autres	Total pétrole brut et LGN classiques
Produits des activités ordinaires								
Chiffre d'affaires brut	380	442	11	833	103	-	-	936
Moins les redevances	35	88	2	125	-	-	-	125
	345	354	9	708	103	-	-	811
Charges								
Transport et fluidification	49	25	-	74	103	(7)	-	170
Charges d'exploitation	142	149	-	291	-	-	(4)	287
Taxes sur la production et impôts miniers	-	12	-	12	-	-	-	12
Prix net opérationnel	154	168	9	331	-	7	4	342
(Profit) perte à la gestion des risques	(34)	(30)	-	(64)	-	-	4	(60)
Marge d'exploitation	188	198	9	395	-	7	-	402

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

2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente.

Exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Pétrole brut et LGN classiques	Condensat	Stock ²⁾	Autres	Total pétrole brut et LGN classiques
Produits des activités ordinaires								
Chiffre d'affaires brut	519	564	14	1 097	142	-	-	1 239
Moins les redevances	39	63	1	103	-	-	-	103
	480	501	13	994	142	-	-	1 136
Charges								
Transport et fluidification	44	32	-	76	142	(5)	-	213
Charges d'exploitation	207	181	-	388	-	-	(7)	381
Taxes sur la production et impôts miniers	-	16	-	16	-	-	-	16
Prix net opérationnel	229	272	13	514	-	5	7	526
(Profit) perte à la gestion des risques	(88)	(76)	-	(164)	-	-	7	(157)
Marge d'exploitation	317	348	13	678	-	5	-	683

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

2) *Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente.*

Exercice clos le 31 décembre 2014 (en millions de dollars)	Base pour le calcul des prix nets opérationnels				Ajustements			Selon les états financiers consolidés ¹⁾
	Pétrole lourd	Pétrole léger et moyen	LGN	Pétrole brut et LGN classiques	Condensat	Stock ²⁾	Autres	Total pétrole brut et LGN classiques
Produits des activités ordinaires								
Chiffre d'affaires brut	1 092	1 110	29	2 231	225	-	-	2 456
Moins les redevances	101	115	1	217	-	-	-	217
	991	995	28	2 014	225	-	-	2 239
Charges								
Transport et fluidification	47	42	-	89	225	12	-	326
Charges d'exploitation	294	214	-	508	-	-	(3)	505
Taxes sur la production et impôts miniers	3	34	-	37	-	-	-	37
Prix net opérationnel	647	705	28	1 380	-	(12)	3	1 371
(Profit) perte à la gestion des risques	-	1	-	1	-	-	3	4
Marge d'exploitation	647	704	28	1 379	-	(12)	-	1 367

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

2) *Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits jusqu'à leur vente.*