



RAPPORT DE GESTION
POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 31 MARS 2016

TABLE DES MATIÈRES :

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE	5
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	5
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	7
RÉSULTATS FINANCIERS.....	10
SECTEURS À PRÉSENTER	14
SABLES BITUMINEUX.....	15
HYDROCARBURES CLASSIQUES	21
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	25
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	27
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	29
GESTION DES RISQUES	32
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	34
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	34
PERSPECTIVES	35
MISE EN GARDE.....	37
ABRÉVIATIONS.....	39

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 26 avril 2016, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 31 mars 2016 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2015 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2015 (le « rapport de gestion annuel »). Toute l'information et toutes les déclarations figurant dans le présent rapport de gestion sont en date du 26 avril 2016, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion constitue une mise à jour du rapport de gestion annuel et 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 prépare les rapports de gestion intermédiaires, et le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») les approuve. Le comité d'audit a examiné le rapport de gestion annuel et en a recommandé l'approbation au conseil. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information présentée sur le site Web de Cenovus ou se rapportant à celui-ci, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Mode de présentation

Le présent rapport de gestion et les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, sont dressés en dollars canadiens, sauf lorsqu'il est fait mention d'une autre devise. Ils ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS » ou « PCGR ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances.

Mesures hors PCGR

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les flux de trésorerie, le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, la dette, la dette nette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. 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. Les informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en substituer des mesures préparées selon les IFRS. La définition de chaque mesure hors PCGR et le rapprochement connexe sont fournis dans les sections « Résultats financiers » ou « Situation de trésorerie et sources de financement » 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 mars 2016, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 14 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 et elle exerce des activités de commercialisation et possède des installations de raffinage aux États-Unis. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2016, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus s'est établie à environ 197 551 barils par jour et la production moyenne de gaz naturel a été de 408 Mpi³/j. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 435 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 460 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Priorité

La faiblesse des prix des marchandises a continué d'avoir une incidence importante sur l'industrie du pétrole et du gaz. La détérioration des prix du pétrole brut par rapport à 2015 a entraîné de nouveaux reculs des flux de trésorerie et des résultats de Cenovus. Le bilan de la société reste solide : ses fonds en caisse s'élevaient à 3,9 G\$ au 31 mars 2016 et aucun titre d'emprunt n'arrive à échéance avant le quatrième trimestre de 2019. Néanmoins, la société a réduit encore de 400 M\$ à 500 M\$ le budget de ses dépenses d'investissement, charges d'exploitation et frais généraux et frais d'administration pour 2016. En effet, maintenir sa résilience financière tout en continuant d'exercer ses activités de manière sécuritaire demeure le premier objectif de la société.

Stratégie

La société a pour stratégie de créer de la valeur grâce à la mise en valeur de ses vastes ressources de sables bitumineux et à l'obtention des prix en vigueur à l'échelle mondiale pour ses produits. Cette stratégie est fondée sur la performance disciplinée, l'innovation concertée et la vigueur financière. Pour produire du pétrole brut, l'approche que préconise la société, 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 efficacités à toutes les étapes de ses projets de sables bitumineux. Cenovus a pour but de stimuler le rendement total pour les actionnaires.

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. Cette approche repose sur :

- l'ensemble du portefeuille d'actifs productifs de la société, notamment :
 - les sables bitumineux, qui assurent sa croissance à long terme;
 - le pétrole brut classique, qui lui permet de dégager des flux de trésorerie à court terme et diversifie ses sources de revenus;
 - le gaz naturel, qui alimente en carburant ses installations d'exploitation des sables bitumineux et ses raffineries, 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, notamment :
 - 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 l'aident à maximiser ses options de transport et de raffinage;
 - l'accès à de nouveaux marchés, qui l'aideront à obtenir le meilleur prix pour son pétrole.

La société a adopté une approche plus modérée et graduelle à l'égard de l'expansion future des sables bitumineux. Elle n'envisagera l'expansion des projets actuels ou la mise en valeur de nouveaux projets que lorsqu'elle sera persuadée qu'elle peut maximiser les économies de coûts et l'efficacité des dépenses d'investissement.

Mise en valeur de pétrole

La société axe ses efforts sur la mise en valeur de ses importantes ressources de pétrole brut, principalement celles de Foster Creek et de Christina Lake. Les possibilités d'avenir reposent actuellement sur la mise en valeur des terrains dont Cenovus dispose dans la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta, notamment Narrows Lake, Telephone Lake et Grand Rapids, ainsi que de ses zones de pétrole classique.

Cenovus se positionne en vue d'accroître sa production annuelle nette de pétrole brut, y compris celle tirée des activités liées aux hydrocarbures classiques, grâce à la mise en valeur complète des projets en phase de production et de ceux qui ont obtenu les approbations requises des organismes de réglementation.

Approche disciplinée inspirée du secteur de la fabrication

La société adopte une approche par phases semblable à celle du secteur de la fabrication pour mettre en valeur ses actifs des sables bitumineux. Cette approche intègre les apprentissages des phases précédentes aux plans de croissance futurs, ce qui ouvre la voie à la réduction des coûts. La société continue de se focaliser sur l'exécution de son plan d'affaires d'une manière sécuritaire, fiable et prévisible en mettant à profit les solides assises qu'elle a édifiées jusqu'à maintenant. Elle est déterminée à mettre en valeur ses ressources de manière sécuritaire et responsable.

Vigueur financière

L'exécution de la stratégie nécessite une situation financière solide. La société prévoit que ses dépenses d'investissement annuelles pour 2016 totaliseront de 1,2 G\$ à 1,3 G\$. Il s'agit d'une réduction de 27 % par rapport à 2015, qui rend compte du programme de dépenses modérées au vu de la faiblesse continue du prix des marchandises. Au 31 mars 2016, les fonds en caisse se chiffraient à 3,9 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. Afin de préserver sa résilience financière, la société prévoit procéder à d'autres compressions des coûts, gérer son portefeuille d'actifs et évaluer les autres occasions d'affaires et financières qui pourraient s'offrir à elle.

Dividende

Au cours du premier trimestre, la société a versé un dividende de 0,05 \$ par action, soit 41 M\$. Il s'agit d'une réduction de 69 % par rapport au dividende de 0,16 \$ par action versé au quatrième trimestre de 2015. La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et est réexaminée tous les trimestres.

Innovation concertée

Le développement de technologies, les activités de recherche et la compréhension de l'impact de la société sur l'environnement jouent des rôles de plus en plus décisifs dans toutes les facettes des activités de Cenovus. La société continue de rechercher de nouvelles technologies et élabore activement des technologies destinées à accroître les taux de récupération des réservoirs, ainsi qu'à améliorer les cycles de production, les marges et la performance environnementale. La société a déjà mis au point des solutions novatrices qui permettent de libérer des ressources de pétrole brut difficiles d'accès, confortant ainsi la réputation d'excellence qu'elle possède en matière d'exécution de projets. Les considérations environnementales font partie intégrante de l'approche commerciale de la société, laquelle approche vise à réduire son empreinte environnementale.

Activités de la société

Sables bitumineux

Les installations de la société comprennent les projets de sables bitumineux suivants dans le nord de l'Alberta, exploités selon la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») :

	Trimestre clos le 31 mars 2016		
	Participation	Volumes de production nette	Volumes de production brute
	(%)	(b/j)	(b/j)
Projets existants			
Foster Creek	50	60 882	121 764
Christina Lake	50	77 093	154 186
Narrows Lake	50	-	-
Nouveaux projets			
Telephone Lake	100	-	-
Grand Rapids	100	-	-

Les projets Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake sont exploités par Cenovus et détenus conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée. Foster Creek et Christina Lake sont en phase de production, et Narrows Lake est aux premiers stades de mise en valeur. Ces projets sont situés dans la région de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta. 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)	Trimestre clos le 31 mars 2016	
	Pétrole brut	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	45	1
Dépenses d'investissement	227	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(182)	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)	Trimestre clos le 31 mars 2016	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	88	33
Dépenses d'investissement	37	2
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	51	31

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. Les raffineries de Wood River et de Borger ont une capacité brute de traitement du pétrole brut d'environ 314 000 barils par jour et 146 000 barils par jour, respectivement.

Les raffineries de Cenovus permettent à la société de 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 du prix sur le pétrole brut léger et lourd régional 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)	Trimestre clos le 31 mars 2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(23)
Dépenses d'investissement	52
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(75)

FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE

Les prix de référence moyens du pétrole brut ont continué de reculer au premier trimestre de 2016, baissant de 21 % à 31 % comparativement à ceux du quatrième trimestre de 2015, aussi la société prend-elle de nouvelles mesures pour préserver sa résilience financière.

Au premier trimestre, la société :

- a subi une perte d'exploitation de 423 M\$, soit 17,38 \$ le baril d'équivalent de pétrole brut vendu;
- a enregistré une insuffisance des flux de trésorerie de 96 M\$ avant les opérations réalisées au titre de la gestion des risques;
- a inscrit un profit réalisé de 6,08 \$ le baril d'équivalent de pétrole brut vendu sur ses opérations de gestion des risques en amont;
- a réduit de 20 %, soit 49 M\$, ses charges d'exploitation totales liées au pétrole brut, par rapport au trimestre correspondant de 2015;
- a ciblé de nouvelles compressions de personnel, qu'elle a en grande partie concrétisées au début d'avril et qui se traduiront par une réduction de 11 % de l'effectif par rapport au 31 décembre 2015;
- a comptabilisé des pertes de valeur de ses stocks et de ses immobilisations de 31 M\$ et de 170 M\$, respectivement, occasionnées par le recul des prix des marchandises.

En février, la société a annoncé des plans visant une réduction de 400 M\$ à 500 M\$ de ses dépenses d'investissement, de ses charges d'exploitation et de ses frais généraux et frais d'administration par rapport à son budget initialement fixé pour 2016. Les dépenses d'investissement prévues pour l'ensemble des activités de Cenovus se situent maintenant dans une fourchette de 1,2 G\$ à 1,3 G\$, soit une réduction de 200 M\$ à 300 M\$. Les économies de 200 M\$ au chapitre des charges d'exploitation et des frais généraux et frais d'administration devraient se faire au moyen d'un nouveau classement par priorité des travaux de réparation et de maintenance, de l'annulation ou du report de certains travaux non essentiels et de la réduction de l'effectif. La société a aussi ramené son dividende à 0,05 \$ par action au premier trimestre de 2016.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La production de pétrole brut tirée du secteur Sables bitumineux et des biens du secteur Hydrocarbures classiques a diminué au premier trimestre de 2016.

Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)	Trimestres clos les 31 mars		
	2016	Variation	2015
Sables bitumineux			
Foster Creek	60 882	(10) %	67 901
Christina Lake	77 093	1 %	76 471
	137 975	(4) %	144 372
Hydrocarbures classiques			
Pétrole lourd	31 247	(16) %	37 155
Pétrole moyen et léger	27 121	(23) %	35 135
LGN ¹⁾	1 208	(11) %	1 358
	59 576	(19) %	73 648
Total de la production de pétrole brut	197 551	(9) %	218 020

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

À Foster Creek, le rendement des installations de surface (traitement de la vapeur et des fluides) est resté pleinement satisfaisant, limité uniquement par la baisse de la production du champ pétrolier. L'amélioration de l'uniformité des puits de forage a accéléré la production provenant de puits qui sont arrivés à maturité, entraînant un déclin plus rapide de la production de ces derniers. Afin de préserver le capital, la société a choisi en 2015 de reporter la mise en service de certaines plateformes de puits, ce qui, de concert avec l'accélération des déclin de production, a contribué à la baisse de la production par rapport au premier trimestre de 2015. De plus, un nombre de puits supérieur à la moyenne ont vu leur production interrompue pour entretien au premier trimestre, ce qui s'est répercuté encore davantage sur la production. La société a intensifié les activités de reconditionnement en 2016 et a commencé à remettre ces puits en service.

La production à Christina Lake a été légèrement supérieure à celle du premier trimestre de 2015 grâce à l'apport des nouveaux puits et au rendement fiable des installations de la société.

La hausse de la production attribuable à la performance positive des puits horizontaux forés dans le sud de l'Alberta a été annulée par les baisses normales de rendement prévues et la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers. L'apport à la production annuelle des actifs cédés s'était chiffré à 4 700 barils par jour en moyenne au premier trimestre de 2015.

Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi ³ par jour)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Hydrocarbures classiques	391	442
Sables bitumineux	17	20
	408	462

La production de gaz naturel a diminué de 12 % comparativement à celle du premier trimestre de 2015. La production a diminué principalement 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, ces derniers ayant produit 19 Mpi³ par jour durant le premier trimestre de 2015.

Prix nets opérationnels

	Pétrole brut ¹⁾ (\$/baril)		Gaz naturel (\$/kpi ³)	
	Trimestres clos les 31 mars			
	2016	2015	2016	2015
Prix ²⁾	15,97	31,08	2,31	3,05
Redevances	0,92	1,16	0,09	0,05
Transport et fluidification ²⁾	5,85	5,31	0,10	0,12
Charges d'exploitation ³⁾	11,08	12,89	1,23	1,26
Taxes sur la production et impôts miniers	0,11	0,22	-	0,01
Prix nets, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques⁴⁾	(1,99)	11,50	0,89	1,61
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	8,16	6,58	-	0,29
Prix nets, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	6,17	18,08	0,89	1,90

1) Y compris les LGN.

2) Les prix du pétrole brut et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 20,06 \$ le baril (22,29 \$ le baril en 2015).

3) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

4) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits.

Au premier trimestre de 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 été négatif, principalement à cause de la baisse des prix de vente, qui était conforme au recul des prix de référence; les écarts sur le pétrole lourd sont restés stables. Le prix réalisé sur le bitume dépend notamment du coût des condensats employés pour la fluidification. Lorsque le coût des condensats monte par rapport au prix du pétrole brut dilué, le prix réalisé par la société pour le bitume diminue. De plus, la société paie pour les condensats un prix généralement plus élevé que le prix du marché à cause du calendrier d'achat et d'utilisation des stocks dans un contexte de baisse des prix et du coût de transport des condensats entre les marchés et les champs pétroliers.

La dépréciation du dollar canadien par rapport au premier trimestre de 2015 a eu un effet positif d'environ 1,54 \$ sur le prix du baril de pétrole brut de la société.

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

La production de pétrole brut a un peu diminué par rapport à 2015, quoique les volumes de brut lourd traités se soient accrus grâce à l'optimisation de la charge d'alimentation totale en pétrole brut. Au premier trimestre de 2016, la société a mené à bien les travaux de maintenance prévus et non prévus aux raffineries de Wood River et de Borger. Au premier trimestre de 2015, une révision prévue au calendrier avait été réalisée à la raffinerie de Borger.

	Trimestres clos les 31 mars		2015
	2016	Variation	
Production de pétrole brut ¹⁾ (kb/j)	435	(1) %	439
Pétrole lourd ¹⁾	241	10 %	220
Produits raffinés ¹⁾ (kb/j)	460	(2) %	469
Taux d'utilisation du pétrole brut ¹⁾ (%)	95	-	95

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

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tirés du secteur Raffinage et commercialisation au premier trimestre de 2016 se sont soldés par une insuffisance de 23 M\$, imputable essentiellement au rétrécissement des marges de craquage moyennes sur le marché et à la hausse des charges d'exploitation, facteurs en partie compensés par l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

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⁾

	T1 2016	Variation	T1 2015	T4 2015
Prix du pétrole brut (\$ US/b)				
Brent				
Moyenne	35,08	(36) %	55,17	44,71
Fin de la période	39,60	(28) %	55,11	37,28
WTI				
Moyenne	33,45	(31) %	48,63	42,18
Fin de la période	38,34	(19) %	47,60	37,04
Écart moyen des contrats à terme normalisés sur le Brent/WTI	1,63	(75) %	6,54	2,53
WCS ²⁾				
Moyenne	19,21	(43) %	33,90	27,69
Fin de la période	26,75	(28) %	37,30	24,98
Écart moyen WTI/WCS	14,24	(3) %	14,73	14,49
Condensats (C5 à Edmonton) ³⁾				
Moyenne	34,39	(25) %	45,62	41,67
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	(0,94)	(131) %	3,01	0,51
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(15,18)	30 %	(11,72)	(13,98)
Moyenne des prix des produits raffinés (\$ US/b)				
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	42,00	(33) %	62,45	55,24
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	44,55	(37) %	70,33	59,23
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)				
Chicago	9,58	(42) %	16,53	14,47
Groupe 3	10,52	(40) %	17,46	13,82
Moyenne des prix du gaz naturel				
Prix AECO (\$ CA/kpi ³⁾)	2,11	(28) %	2,95	2,65
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³⁾)	2,09	(30) %	2,98	2,27
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³⁾)	0,56	(2) %	0,57	0,27
Taux de change (\$ US/\$ CA)				
Moyenne	0,728	(10) %	0,806	0,749

1) Ces prix de référence ne sont pas le reflet des prix de vente réalisés par la société. Pour obtenir les prix de vente réalisés 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 26,39 \$ le baril au premier trimestre de 2016 (42,06 \$ le baril en 2015).

3) Le prix de référence moyen du condensat en dollars canadiens s'est chiffré à 47,24 \$ le baril au premier trimestre de 2016 (56,60 \$ le baril en 2015).

Prix de référence – pétrole brut

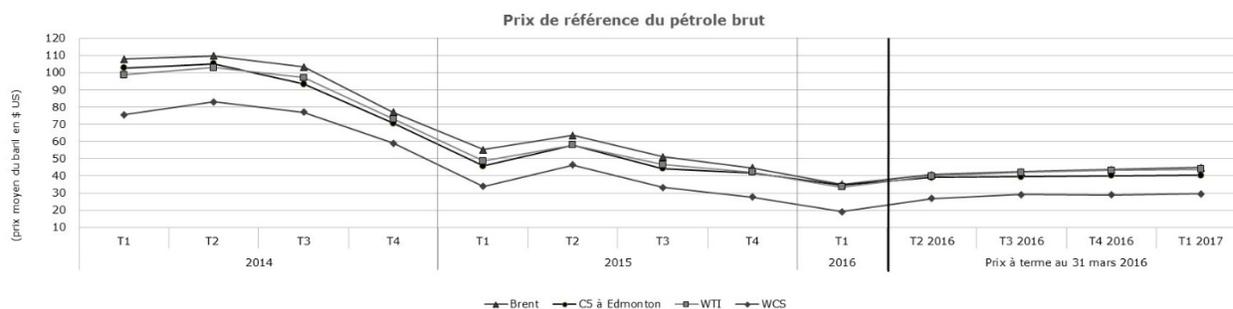
Les prix de référence moyens du Brent, du WTI et du WCS ont continué de subir les répercussions du déséquilibre mondial entre l'offre et la demande qui a commencé au second semestre de 2014. Ce déséquilibre est imputable à la faiblesse de la demande mondiale à l'égard du pétrole et à la solide croissance de l'offre de pétrole brut en Amérique du Nord, qui a été accentuée par la décision de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») de garder sa production de pétrole brut à son niveau actuel et de cesser d'assumer son rôle de régulateur de l'offre de pétrole brut. Certains pays, membres de l'OPEP ou non, ont discuté de la possibilité de geler la production, tout en la maintenant à des niveaux relativement élevés. Toutefois, aucune entente officielle n'a pu être conclue, car l'Arabie saoudite a déclaré qu'elle ne gèlerait pas sa production sans l'assentiment de l'Iran à une telle entente. La faiblesse actuelle des prix, qui retarde la croissance de l'offre américaine, corrige graduellement le déséquilibre entre l'offre et la demande à l'échelle mondiale. Les incertitudes entourant l'économie chinoise, la production soutenue en provenance de l'Arabie saoudite et de l'Irak et les inquiétudes visant le retour de la production iranienne devraient cependant limiter tout relèvement des prix dans les prochains mois.

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. L'écart moyen entre le WTI et le Brent s'est amoindri par rapport au premier trimestre de 2015. Les prix de référence du WTI se sont raffermis par rapport à ceux du Brent du fait de l'importance des stocks de pétrole brut à l'échelle mondiale, de la réduction de l'offre américaine et de la levée de la mesure qui interdisait aux producteurs de pétrole des États-Unis d'exporter leur pétrole, de sorte que les frais de transport sont devenus le principal vecteur de l'écart Brent-WTI. C'est pourquoi Cenovus croit que le Brent et le WTI sont à l'heure actuelle de bons indicateurs des prix des produits raffinés intérieurs.

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 ne s'est rétréci que marginalement par rapport au premier trimestre de 2015, en dépit de la profonde chute des prix de référence du WTI et du WCS découlant du déséquilibre qui se poursuit à l'échelle mondiale entre l'offre et la demande. Ce déséquilibre a aussi provoqué une hausse des importations mondiales de pétrole moyen et lourd vers les marchés nord-américains, ce qui a contribué à une nouvelle baisse des prix du WCS.

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 d'environ 10 % à 33 %. L'écart WCS-condensats est un point de référence important, car lorsque cet écart diminue, la récupération du coût d'achat des condensats augmente généralement pour chaque baril de pétrole brut fluidifié vendu. Lorsque l'offre de condensats en Alberta ne suffit pas à la demande, les prix des condensats à Edmonton peuvent être liés aux prix des condensats sur la côte américaine du golfe du Mexique, auxquels s'ajoute le coût du transport des condensats jusqu'à Edmonton.

Les prix moyens des condensats ont dépassé le prix de référence du WTI au premier trimestre de 2016, alors que c'était l'inverse au premier trimestre de 2015. Les prix élevés des condensats sont reliés à la hausse saisonnière de la demande de diluants qui survient au cours des mois d'hiver ainsi qu'à la forte demande d'essence en Amérique du Nord.

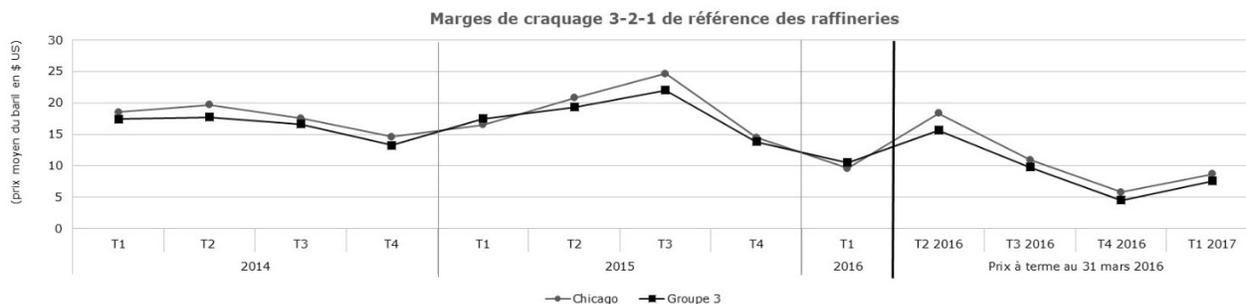


Prix de référence – raffinage

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 comme les marges de craquage moyennes du groupe 3 ont rétréci au premier trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de 2015 en raison de l'augmentation des stocks de produits raffinés dans le monde et du rétrécissement de l'écart entre le Brent et le WTI.

Les marges de craquage qu'obtient la société sont tributaires de nombreux autres facteurs, dont la diversité de la charge de pétrole brut, la configuration de la raffinerie et la production, le délai entre l'achat et la livraison du pétrole brut et le coût de la charge d'alimentation qui est évalué selon la méthode comptable du premier entré, premier sorti.



Prix de référence du gaz naturel

En 2016, les prix moyens du gaz naturel ont diminué en raison surtout de l'accroissement de l'offre provenant des États-Unis et du Canada.

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 se déprécie, la dette de la société libellée en dollars américains donne lieu à des pertes de change latentes à la conversion en dollars canadiens.

Au premier trimestre de 2016, le dollar canadien a fléchi par rapport au dollar américain en raison de la baisse du prix des marchandises et du relèvement éventuel des taux d'intérêt aux États-Unis. La dépréciation du dollar canadien par rapport au premier trimestre de 2015 a eu une incidence positive d'environ 216 M\$ sur les produits des activités ordinaires de la société. Au 31 mars 2016, le dollar canadien était plus vigoureux qu'au 31 décembre 2015 par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à des profits de change latents de 413 M\$ à la conversion de la dette de Cenovus libellée en dollars américains.

RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats financiers consolidés

La faiblesse prolongée des prix des marchandises a nui sensiblement aux résultats financiers de la société pour le premier trimestre de 2016. 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 T1	2015				2014			
		T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Produits des activités ordinaires	2 245	2 924	3 273	3 726	3 141	4 238	4 970	5 422	5 012
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation^{1), 2)}	144	357	602	932	548	537	1 156	1 305	1 181
Flux de trésorerie¹⁾	26	275	444	477	495	401	985	1 189	904
dilués par action	0,03	0,33	0,53	0,58	0,64	0,53	1,30	1,57	1,19
Résultat d'exploitation¹⁾	(423)	(438)	(28)	151	(88)	(590)	372	473	378
dilué par action	(0,51)	(0,53)	(0,03)	0,18	(0,11)	(0,78)	0,49	0,62	0,50
Résultat net	(118)	(641)	1 801	126	(668)	(472)	354	615	247
de base par action	(0,14)	(0,77)	2,16	0,15	(0,86)	(0,62)	0,47	0,81	0,33
dilué par action	(0,14)	(0,77)	2,16	0,15	(0,86)	(0,62)	0,47	0,81	0,33
Dépenses d'investissement³⁾	323	428	400	357	529	786	750	686	829
Dividendes									
Dividendes en numéraire	41	132	133	125	138	201	201	201	202
Dividendes en actions émises sur le capital social	-	-	-	98	84	-	-	-	-
par action	0,05	0,16	0,16	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662

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

2) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

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

Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)

Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2015	3 141
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :	
Sables bitumineux	(259)
Hydrocarbures classiques	(168)
Raffinage et commercialisation	(508)
Activités non sectorielles et éliminations	39
Produits des activités ordinaires du trimestre clos le 31 mars 2016	2 245

Les produits tirés des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques, pris collectivement, ont diminué de 37 % au premier trimestre de 2016, à cause de la baisse des prix des marchandises et des volumes de vente, facteurs en partie compensés par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. La vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en 2015 a également comprimé les produits des activités ordinaires. Ces reculs ont été en partie neutralisés par la diminution des redevances.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué de 24 % par rapport à la période correspondante de 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 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 en 2016 par le groupe de commercialisation ont diminué de 18 % en regard de 2015, surtout en raison du recul des prix de vente et des volumes de pétrole brut achetés, qui a été neutralisé en partie par l'accroissement des volumes de gaz naturel achetés.

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.

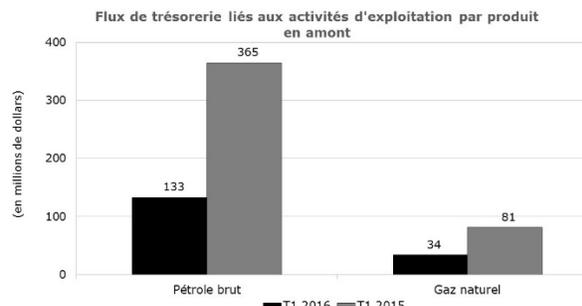
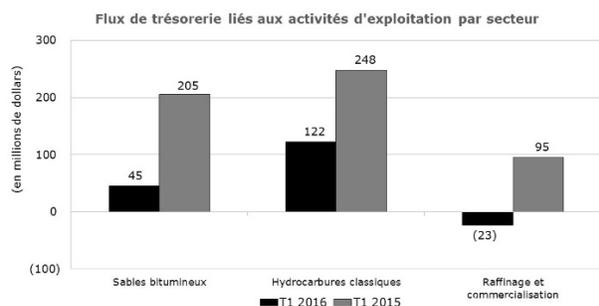
Pour de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation constituent une mesure hors PCGR 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. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation correspondent aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges d'exploitation ainsi que de la taxe sur la production et des impôts miniers, plus les profits réalisés, moins les pertes réalisées liées à la gestion des risques. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Produits des activités ordinaires	2 312	3 247
(Ajouter) déduire :		
Produits achetés	1 428	1 838
Frais de transport et de fluidification	451	528
Charges d'exploitation ¹⁾	452	479
Taxe sur la production et impôts miniers	2	5
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(165)	(151)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	144	548

1) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.



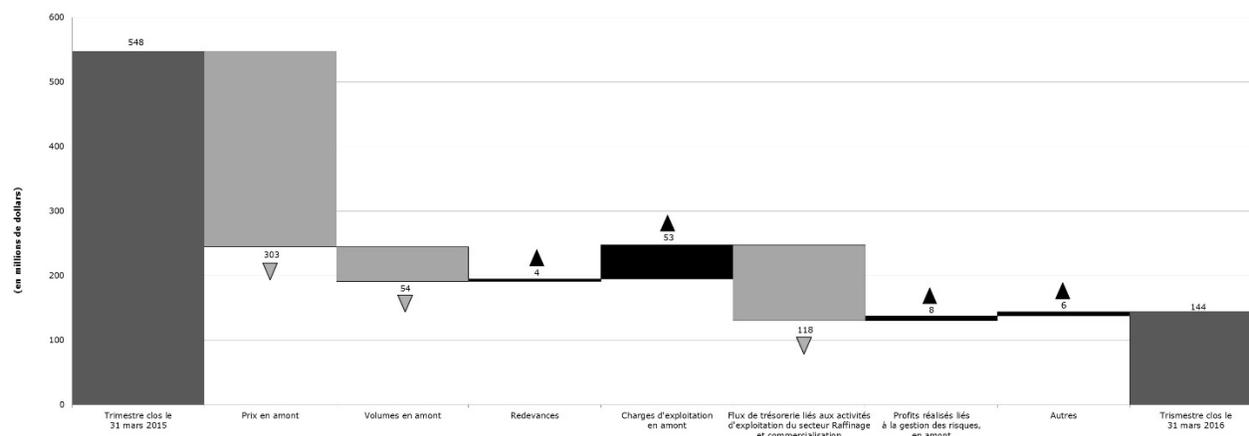
Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué de 74 % au premier trimestre de 2016, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution de 49 % du prix de vente moyen du pétrole brut de la société et une réduction de 24 % du prix de vente moyen du gaz naturel, ce qui cadre avec la baisse des prix de référence correspondants;
- la réduction de 8 % des volumes de vente de pétrole brut et de 12 % des volumes de vente de gaz naturel;
- la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite du rétrécissement des marges de craquage moyennes sur le marché et de l'accroissement des charges d'exploitation, facteurs en partie compensés par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Ces diminutions des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été en partie compensées par les facteurs suivants :

- une baisse de 75 M\$ des frais de transport et de fluidification du pétrole brut sous l'effet principalement de la diminution des prix des condensats, en partie contrebalancée par l'accroissement des volumes de condensats utilisés;
- une réduction de 49 M\$ des charges d'exploitation liées au pétrole brut découlant surtout des réductions de l'effectif entreprises en 2015 et de la baisse des prix des produits chimiques, des activités de réparation et d'entretien et des travaux de reconditionnement.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



D'autres renseignements sur les facteurs expliquant la variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation figurent à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie 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. Les flux de trésorerie 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.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	182	275
(Ajouter) déduire :		
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(29)	(54)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	185	(166)
Flux de trésorerie	26	495

Au premier trimestre de 2016, les flux de trésorerie ont diminué en raison de la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation dont il est fait mention ci-dessus et de la baisse du produit d'impôt exigible.

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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Résultat avant impôt sur le résultat	(335)	(781)
Ajouter (déduire) :		
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ¹⁾	149	145
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation ²⁾	(413)	514
(Profit) perte à la vente d'actifs	-	(16)
Résultat d'exploitation avant impôt sur le résultat	(599)	(138)
Charge d'impôt sur le résultat	(176)	(50)
Résultat d'exploitation	(423)	(88)

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

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

La diminution du résultat d'exploitation en regard de la période correspondante de 2015 est imputable principalement à la contraction des flux de trésorerie et à l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement causée par les dépréciations d'actifs, en partie contrebalancées par un produit d'impôt différé.

Résultat net

(en millions de dollars)

Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2015	(668)
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ^{1), 2)}	(404)
Activités non sectorielles et éliminations :	
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques	(4)
Profits (pertes) de change latents	932
Profits (pertes) à la sortie d'actifs	(16)
Charges ^{2), 3)}	(18)
Amortissement et épuisement	(43)
Coûts de prospection	(1)
Produit d'impôt sur le résultat	104
Résultat net du trimestre clos le 31 mars 2016	(118)

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

2) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

3) 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 progressé, essentiellement sous l'effet d'un profit de change latent autre que d'exploitation de 413 M\$ (perte de change latente de 514 M\$ en 2015), en partie annulé par le repli du résultat d'exploitation analysé plus haut.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)

	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Sables bitumineux	227	414
Hydrocarbures classiques	39	66
Raffinage et commercialisation	52	44
Activités non sectorielles et éliminations	5	5
Dépenses d'investissement	323	529
Sorties d'actifs	-	(16)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	323	513

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

Les dépenses d'investissement ont reculé de 39 % au premier trimestre de 2016, car Cenovus les a réduites eu égard à la faiblesse des prix des marchandises.

Les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont visé principalement les investissements de maintien liés à la production actuelle, l'expansion de la phase G de Foster Creek ainsi que la phase F d'expansion de Christina Lake. La société a procédé au forage de 192 puits d'exploration stratigraphique bruts à Foster Creek et à Christina Lake afin de déterminer l'emplacement des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et les phases d'expansion à court terme. Les dépenses d'investissement du secteur Hydrocarbures classiques ont été axées sur 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 les projets de décongestion de Wood River, en plus de la maintenance des immobilisations, des projets d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des raffineries de Cenovus et des 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.

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 flux de trésorerie, 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'aide 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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Flux de trésorerie ¹⁾	26	495
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	323	529
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	(297)	(34)
Dividendes en numéraires	41	138
	(338)	(172)

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

2) Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure hors PCGR correspondant aux flux de trésorerie, déduction faite des dépenses d'investissement.

La société prévoit que les dépenses d'investissement en 2016 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 comprennent Foster Creek, Christina Lake et 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 avare.

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 en Alberta. Ce secteur coordonne les activités de commercialisation et de transport de Cenovus visant à optimiser la gamme de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle.

Activités non sectorielles et éliminations, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, administratives, de financement et de recherche. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur 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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Sables bitumineux	470	729
Hydrocarbures classiques	254	422
Raffinage et commercialisation	1 588	2 096
Activités non sectorielles et éliminations	(67)	(106)
	2 245	3 141

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.

Les principaux événements qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- la réalisation de prix nets opérationnels sur le pétrole brut, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de (6,10) \$ le baril;
- la diminution de 10 % de la production à Foster Creek, qui a atteint une moyenne de 60 882 barils par jour, car le solide rendement des installations a été contré par la diminution de la production des champs pétroliers;
- la réduction de 17 M\$, soit 1,47 \$ le baril, des coûts d'exploitation du pétrole brut;
- la réduction de 187 M\$ des dépenses d'investissement par rapport au trimestre correspondant de 2015.

Sables bitumineux – pétrole brut

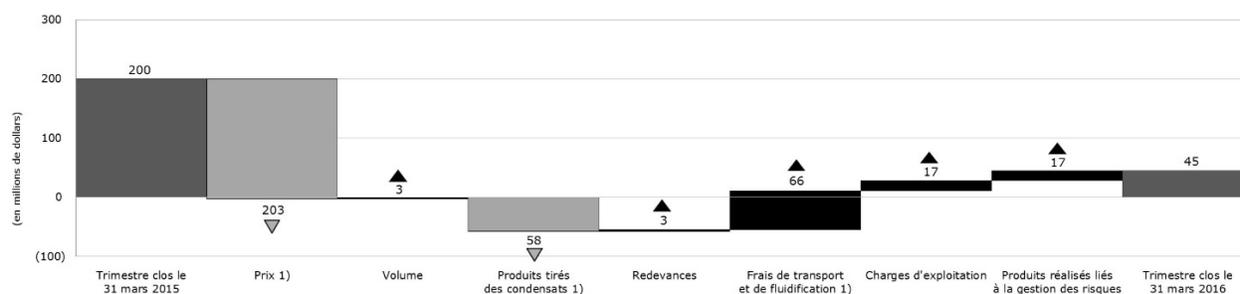
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	465	723
Déduire : redevances	-	3
Produits des activités ordinaires	465	720
Charges		
Transport et fluidification	404	470
Activités d'exploitation ¹⁾	122	139
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(106)	(89)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	45	200
Dépenses d'investissement	227	413
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(182)	(213)

¹⁾ Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

L'excédent des dépenses d'investissement par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tirés du secteur Sables bitumineux a été financé par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des activités du secteur Hydrocarbures classiques et les fonds en caisse.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

Au premier trimestre de 2016, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est situé à 10,13 \$ le baril, soit 61 % de moins qu'en 2015. La diminution du prix du pétrole brut de la société cadre avec la baisse des prix de référence du WCS et du Christina Dilbit Blend (« CDB »). Le prix réalisé sur le bitume dépend entre autres du coût des condensats employés pour la fluidification. Lorsque le coût des condensats monte par rapport au prix du pétrole brut dilué, le prix réalisé par la société pour le bitume diminue. De plus, la société paie pour les condensats un prix généralement plus élevé que le prix du marché à cause du calendrier d'achat et d'utilisation des stocks dans un contexte de baisse des prix et du coût de transport des condensats entre les marchés et les champs pétroliers. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et l'accroissement des ventes sur le marché américain, qui permettent généralement de dégager un prix de vente supérieur, ont eu une incidence positive sur les prix de vente réalisés.

L'écart entre le WCS et le CDB s'est contracté de 39 % pour se chiffrer à un escompte de 1,96 \$ US le baril (3,21 \$ US le baril en 2015). Au premier trimestre, 90 % 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

(en barils par jour)	Trimestres clos les 31 mars		
	2016	Variation	2015
Foster Creek	60 882	(10) %	67 901
Christina Lake	77 093	1 %	76 471
	137 975	(4) %	144 372

À Foster Creek, le rendement des installations de surface (traitement de la vapeur et des fluides) est resté pleinement satisfaisant, limité uniquement par la baisse de la production du champ pétrolier. L'amélioration de l'uniformité des puits de forage a accéléré la production provenant de puits qui sont arrivés à maturité, entraînant un déclin plus rapide de la production de ces derniers. Afin de préserver le capital, la société a choisi en 2015 de reporter la mise en service de certaines plateformes de puits, ce qui, de concert avec l'accélération des déclins de production, a contribué à la baisse de la production par rapport au premier trimestre de 2015. De plus, un nombre de puits supérieur à la moyenne ont vu leur production interrompue pour entretien durant le trimestre, ce qui s'est répercuté encore davantage sur la production. La société a intensifié les activités de reconditionnement en 2016 et a commencé à remettre ces puits en service.

La production à Christina Lake a été légèrement supérieure à celle du premier trimestre de 2015 grâce à l'apport des nouveaux puits et au rendement fiable des installations de la société.

Condensats

Le bitume produit à l'heure actuelle par Cenovus doit être mélangé à des condensats qui en réduisent la consistance avant son transport 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.

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 réalisés. Les profits nets sont tributaires des volumes de vente, des prix de vente réalisés et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées.

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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Foster Creek	(4,9)	(1,2)
Christina Lake	1,2	3,1

Si les redevances ont diminué, c'est principalement en raison du recul des prix de vente du pétrole brut. La faiblesse des prix de vente du pétrole brut ainsi que la mise à jour du calcul des redevances en 2015 à Foster Creek se sont traduites par un taux de redevance négatif au premier trimestre de 2016. Au premier trimestre de 2015, Cenovus avait reçu l'approbation des organismes de réglementation lui permettant d'inclure certaines dépenses d'investissement d'exercices précédents dans son calcul des redevances à Foster Creek. Elle a donc comptabilisé le crédit correspondant durant le premier trimestre de 2015, ce qui s'était traduit par un taux de redevance négatif. Compte non tenu de ce crédit, le taux de redevance réel à Foster Creek se serait chiffré à 5,9 % au premier trimestre de 2015.

Le taux de redevance à Christina Lake a fléchi au premier trimestre par suite de la baisse des prix de vente réalisés par la société.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont baissé de 66 M\$, soit 14 %. La diminution des coûts liés à la fluidification est attribuable surtout à la baisse des prix des condensats, qui a été annulée en partie par l'accroissement des volumes de condensats, du fait de l'augmentation de la production à Christina Lake. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen au premier trimestre, essentiellement à cause de l'utilisation de stocks assortis de prix accrus et des frais de transport associés à l'acheminement des condensats vers les projets de sables bitumineux de Cenovus. Au premier trimestre de 2016, la société a comptabilisé une réduction de valeur de 25 M\$, ou 2,00 \$ le baril de pétrole vendu, de ses stocks de pétrole brut fluidifié (néant en 2015), afin de les ramener à leur valeur de réalisation nette en raison de la chute des prix du brut observée en mars et jusqu'en avril.

Les frais de transport ont augmenté principalement en raison de la hausse des frais de transport par pipeline et de la hausse des tarifs imputable aux ventes additionnelles réalisées sur le marché américain, qui sont assorties de prix de vente plus élevés; ce facteur a été en partie compensé par la baisse des frais de transport ferroviaire. 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 future de la production devrait réduire les frais de transport par baril de la société.

Les volumes déplacés par transport ferroviaire ont été moins importants au premier trimestre de 2016. La société a en effet déplacé par transport ferroviaire en moyenne 4 627 barils bruts de pétrole brut par jour, dont 7 expéditions par train-bloc (11 871 barils bruts par jour, dont 18 expéditions par train-bloc en 2015). Les 7 trains-blocs ont été chargés au terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, situé à Bruderheim, en Alberta.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au premier trimestre de 2016 ont été la main-d'œuvre, le carburant, les reconditionnements, les réparations et la maintenance ainsi que les produits chimiques. Au total, les charges d'exploitation ont fléchi de 17 M\$, ou 1,47 \$ le baril, en raison surtout de la réduction de l'effectif, de la baisse des prix du gaz naturel qui a entraîné une diminution des coûts du carburant et de la réduction des activités de réparation et de maintenance.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 31 mars		
	2016	Variation	2015
Foster Creek			
Carburant	2,48	(16) %	2,96
Autres coûts ¹⁾	9,57	(17) %	11,54
Total	12,05	(17) %	14,50
Christina Lake			
Carburant	1,96	(11) %	2,19
Autres coûts ¹⁾	5,65	(7) %	6,05
Total	7,61	(8) %	8,24
Total	9,52	(13) %	10,99

1) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

À Foster Creek, les coûts du carburant ont diminué en raison de la baisse du prix du gaz naturel, qui a été en partie contrebalancée par un accroissement de l'utilisation de carburant par baril. Les charges d'exploitation autres que le carburant ont diminué, surtout en raison des facteurs suivants :

- la baisse du coût de la main-d'œuvre entraînée par le ralentissement des expansions relatives aux sables bitumineux;
- la diminution des coûts liés aux réparations et à la maintenance par suite de la priorité accordée aux activités d'exploitation essentielles;
- une réduction des charges de reconditionnement découlant de la baisse des coûts associés à l'entretien des puits et aux remplacements de pompes.

Toujours à Foster Creek, la diminution des charges d'exploitation autres que le carburant a été en partie contrebalancée par la baisse des volumes de production.

À Christina Lake, le coût du carburant a fléchi par suite de la baisse du prix du gaz naturel, en partie annulée par une augmentation de la consommation unitaire de carburant. Les charges d'exploitation autres que le carburant ont diminué, en raison principalement des facteurs suivants :

- un accroissement de la production;
- la diminution du coût de la main-d'œuvre entraînée par le ralentissement des expansions relatives aux sables bitumineux;
- la baisse des coûts des produits chimiques faisant suite aux innovations relatives à la chaîne d'approvisionnement.

Toujours à Christina Lake, la diminution des charges d'exploitation autres que le carburant a été en partie contrebalancée par l'intensification des activités de reconditionnement de puits faisant suite aux remplacements de pompes supplémentaires effectués.

Prix nets opérationnels

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	2016	Trimestres clos les 31 mars 2015	2016	2015
Prix ¹⁾	11,82	29,42	8,85	23,30
Redevances	(0,16)	(0,25)	0,05	0,61
Transport et fluidification ¹⁾	8,70	9,39	5,28	4,17
Charges d'exploitation ²⁾	12,05	14,50	7,61	8,24
Prix nets, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques³⁾	(8,77)	5,78	(4,09)	10,28
Opérations réalisées au titre de la gestion des risques	9,49	8,41	7,43	6,04
Prix nets, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	0,72	14,19	3,34	16,32

1) 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. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification, s'est chiffré à 26,13 \$ le baril au premier trimestre (30,57 \$ le baril en 2015) pour Foster Creek et à 26,45 \$ le baril (31,60 \$ le baril en 2015) pour Christina Lake. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 25 % à 33 % environ.

2) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

3) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 106 M\$ au premier trimestre de 2016 (89 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 au premier trimestre de 2016, déduction faite de cette consommation interne, s'est chiffrée à 17 Mpi³/j (20 Mpi³/j en 2015). Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 1 M\$ (3 M\$ en 2015), reculant principalement à cause de la baisse des prix de vente réalisés pour le gaz naturel.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Foster Creek	89	149
Christina Lake	114	207
	203	356
Narrows Lake	4	20
Telephone Lake	7	11
Grand Rapids	5	14
Autres ¹⁾	8	13
Dépenses d'investissement²⁾	227	414

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.

Au premier trimestre, les dépenses d'investissement ont été supérieures de 182 M\$ (209 M\$ en 2015) aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et ont été financées par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Hydrocarbures classiques et les fonds en caisse.

Projets existants

À Foster Creek, les dépenses d'investissement visaient des investissements de maintien liés à la production actuelle et des sommes affectées à l'expansion de la phase G et au forage de puits stratigraphiques destinés à aider à délimiter les emplacements des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et les phases d'expansion à court terme. Les dépenses d'investissement ont diminué au trimestre à l'étude en raison surtout des réductions de dépenses décidées à cause de la faiblesse des prix des marchandises.

À Christina Lake, les dépenses d'investissement visaient des investissements de maintien liés à la production actuelle et des sommes consacrées à l'expansion de la phase F et au forage de puits stratigraphiques destinés à aider à délimiter les emplacements des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et les phases d'expansion à court terme. Les dépenses d'investissement ont diminué parce que le projet d'optimisation a été achevé en 2015 et que les dépenses ont globalement été réduites.

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

Nouveaux projets

Au premier trimestre de 2016, à Telephone Lake, les dépenses d'investissement ont diminué en réaction à la faiblesse actuelle des prix des marchandises. Au premier trimestre de 2015, les dépenses d'investissement consacrées à Telephone Lake ont visé surtout l'ingénierie préliminaire des installations centrales de traitement.

À Grand Rapids, les dépenses d'investissement ont diminué et se sont limitées à la réduction progressive des activités du projet pilote de DGMV. Au premier trimestre de 2015, une troisième paire de puits pilotes avait été forée à Grand Rapids.

Travaux de forage¹⁾

Trimestres clos les 31 mars	Puits de forage stratigraphique bruts ²⁾		Puits productifs bruts ³⁾	
	2016	2015	2016	2015
Foster Creek	95	122	4	13
Christina Lake	97	36	18	19
	192	158	22	32
Grand Rapids	-	-	-	1
Autres	5	-	-	-
	197	158	22	33

1) La société n'a foré aucun puits de service brut au premier trimestre de 2016 (5 puits de service bruts en 2015).

2) Compte tenu des puits forés à l'aide du système de forage SkyStrat^{MC}, qui fait appel à un hélicoptère et à un appareil de forage léger pour permettre le forage sécuritaire de puits stratigraphiques dans des zones éloignées en toute période de l'année. Au premier trimestre, la société n'a foré aucun puits à l'aide de son système de forage SkyStrat^{MC} (7 puits en 2015).

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

Dépenses d'investissement futures

Étant donné la faiblesse des prix des marchandises, Cenovus a adopté une démarche plus modérée et graduelle à l'égard de l'expansion future des sables bitumineux. L'expansion des projets actuels ou la mise en valeur de nouveaux projets sera tributaire de la réalisation de compressions ultérieures de coûts ainsi que de la stabilité accrue du cadre fiscal et réglementaire au niveau fédéral.

Projets existants

À Foster Creek, les phases A à F sont actuellement en production. La société s'attend à ce que les dépenses d'investissement s'établissent entre 325 M\$ et 350 M\$ en 2016. Elle prévoit continuer de consacrer à des investissements de maintien visant la production existante ainsi qu'à l'achèvement de l'expansion de la phase G. Les travaux d'expansion de la phase G devraient permettre d'ajouter une capacité nominale initiale de 30 000 barils bruts par jour; la production devrait commencer au troisième trimestre de 2016 et atteindre la capacité nominale après douze à dix-huit mois. Les dépenses se rapportant aux travaux de construction de la phase H ont été reportées en raison de la faiblesse des prix des marchandises, ce qui repousse son démarrage prévu au-delà de 2017. La phase H est d'une capacité nominale initiale de 30 000 barils bruts par jour. En décembre 2014, la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard de l'expansion de la phase J, d'une capacité de 50 000 barils bruts par jour.

À Christina Lake, les phases A à E sont en production. Les dépenses d'investissement de 2016 devraient se chiffrer entre 350 M\$ et 375 M\$ et être axées sur les investissements de maintien visant la production existante et l'expansion de la phase F. La phase F devrait accroître la capacité de production brute de 50 000 barils par jour au troisième trimestre de 2016 et atteindre la capacité nominale après douze à dix-huit mois. En 2015, les travaux de construction de la phase G ont été reportés en raison de la faiblesse des prix des marchandises, ce qui repousse son démarrage prévu au-delà de 2017. La phase G est d'une capacité nominale initiale de 50 000 barils bruts par jour. La société a reçu l'aval des organismes de réglementation, en décembre 2015, visant l'expansion de la phase H, qui représente 50 000 barils bruts par jour.

Pour 2016, il est prévu que les dépenses d'investissement à Narrows Lake s'établissent entre 10 M\$ et 20 M\$ et portent sur les travaux techniques détaillés de la phase A.

Nouveaux projets

La société prévoit investir en 2016 des capitaux de 45 M\$ à 55 M\$ dans ses nouvelles zones de ressources.

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 charge d'amortissement et d'épuisement d'une période donnée. La société est d'avis que cette méthode de calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement 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.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2015
Immobilisations corporelles en amont	12 627
Dépenses d'investissement futures estimatives	19 671
Total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont	32 298
Total des réserves prouvées (Mbep)	2 546
Taux d'épuisement implicite (\$/bep)	12,69

Ce tableau illustre le calcul du taux d'épuisement implicite; cependant, le taux d'épuisement moyen réel de la société est légèrement plus élevé et se situe entre 13,50 \$ et 14,50 \$ le bep. Les actifs en construction, qui, aux fins de ce calcul implicite, sont inclus dans le total du coût de base estimatif des immobilisations corporelles en amont et auxquels sont attribuées des réserves prouvées, ne sont pas soumis en réalité à l'épuisement. De plus, le calcul du taux propre à chaque bien exclut les immobilisations en amont qui sont amorties selon le mode linéaire. Voilà pourquoi la charge d'épuisement réelle de la société diffère de celle obtenue par l'application du taux d'épuisement implicite indiqué ci-dessus. D'autres renseignements sur la méthode comptable adoptée à l'égard de l'amortissement et de l'épuisement figurent dans les notes annexes aux états financiers consolidés de Cenovus.

Au premier trimestre de 2016, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a diminué de 22 M\$, surtout à cause de la baisse des volumes de vente et de la diminution des taux d'amortissement. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à environ 11,55 \$ le baril en regard de 11,65 \$ le baril en 2015, étant donné que les ajouts aux réserves prouvées neutralisent l'incidence de la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement et des dépenses de mise en valeur futures. Les coûts de mise en valeur futurs, qui composent environ 60 % de la base épuisable, se sont accrus en raison de l'expansion de la zone mise en valeur à Christina Lake.

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 les nouveaux actifs de pétrole aigre 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 au premier trimestre de 2016 par rapport à 2015 sont les suivants :

- les prix nets opérationnels relatifs au pétrole brut et au gaz naturel, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de 7,73 \$ le baril et de 0,92 \$ le kpi³, respectivement;
- l'établissement à 59 576 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut, en baisse de 19 %, car l'augmentation de la production attribuable à la performance positive des puits horizontaux forés dans le sud de l'Alberta a été annulée par les baisses normales de rendement prévues et la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers;
- la réduction de 32 M\$, ou de 1,62 \$ par baril, des charges d'exploitation du pétrole brut;
- des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 83 M\$, soit une diminution de 54 %;
- la comptabilisation d'une perte de valeur de 170 M\$ liée à l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») Nord de l'Alberta en raison du recul des prix à terme des produits de base.

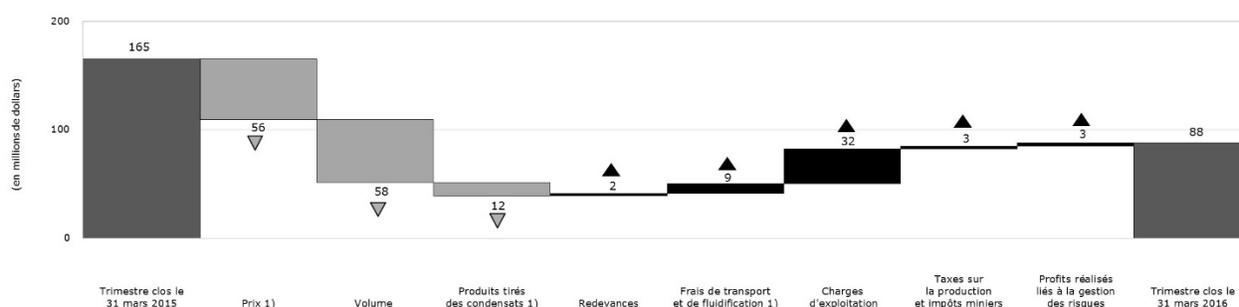
Hydrocarbures classiques – pétrole brut

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	189	315
Déduire : redevances	17	19
Produits des activités ordinaires	172	296
Charges		
Transport et fluidification	44	53
Activités d'exploitation ¹⁾	78	110
Taxe sur la production et impôts miniers	2	5
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(40)	(37)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	88	165
Dépenses d'investissement	37	62
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	51	103

1) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

Le prix de vente moyen du pétrole brut obtenu par la société a baissé de 26 % et s'est chiffré à 29,82 \$ le baril, ce qui concorde avec le recul des prix de référence du pétrole brut.

Volumes de production

(en barils par jour)	Trimestres clos les 31 mars		2015
	2016	Variation	
Pétrole lourd	31 247	(16) %	37 155
Pétrole léger et moyen	27 121	(23) %	35 135
LGN	1 208	(11) %	1 358
	59 576	(19) %	73 648

L'accroissement de la production sous l'effet de la performance fructueuse des puits horizontaux du sud de l'Alberta a été largement contrebalancé par les baisses normales de rendement prévues et la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers. L'apport à la production annuelle des actifs cédés s'était chiffré en moyenne à 4 700 barils par jour au premier trimestre de 2015.

Condensats

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, la proportion du coût des condensats récupéré a diminué.

Redevances

Les redevances ont diminué, principalement par suite d'une baisse des prix de vente réalisés et d'une réduction des volumes de vente, en partie compensée par les redevances supplémentaires encaissées à Pelican Lake, à Weyburn et à d'autres biens liés aux hydrocarbures classiques par suite de 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. Pour 2016, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 12,6 % (7,5 % 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 réalisés. Les profits nets sont tributaires des volumes, des prix de vente réalisés et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées. Le calcul des redevances pour Pelican Lake est fonction des profits nets.

Au premier trimestre de 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 9 M\$. Les frais de fluidification ont fléchi en raison de la baisse des prix des condensats et d'une diminution des volumes de condensats qui cadre avec la réduction de la production. Au premier trimestre, la société a comptabilisé une réduction de valeur de 3 M\$ (3 M\$ en 2015) de ses stocks de pétrole brut fluidifié, pour les ramener à leur valeur nette de réalisation en raison du recul des prix du brut observé en mars et jusqu'en avril.

Les frais de transport ont baissé en raison principalement d'une diminution des volumes de vente et d'une réduction des volumes acheminés par transport ferroviaire. La société n'a pas acheminé de volumes par transport ferroviaire au premier trimestre de 2016 (1 591 barils par jour en 2015).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société au premier trimestre de 2016 ont été la main-d'œuvre, l'électricité, les reconditionnements, les taxes foncières et les coûts de location. Les charges d'exploitation ont baissé de 32 M\$, soit 1,62 \$ le baril.

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

- les réductions de l'effectif;
- la baisse des coûts des produits chimiques par suite de l'utilisation réduite de polymères;
- la baisse des coûts des activités de réparation et de maintenance ainsi que des coûts de reconditionnement grâce à l'accent mis sur les activités critiques et la réalisation d'efficacités opérationnelles.

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

Prix nets opérationnels

(en \$/b)	Pétrole lourd		Pétrole léger et moyen	
	2016	2015	2016	2015
Prix ¹⁾	25,99	35,85	34,36	45,81
Redevances	1,40	2,34	5,18	3,56
Transport et fluidification ¹⁾	4,77	3,42	2,73	2,88
Charges d'exploitation ²⁾	13,98	17,30	16,34	16,04
Taxes sur la production et impôts miniers	-	0,02	0,82	1,28
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques³⁾	5,84	12,77	9,29	22,05
Opérations réalisées au titre de la gestion des risques	7,98	5,58	7,90	5,90
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	13,82	18,35	17,19	27,95

1) 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. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole lourd avant fluidification, s'est chiffré à 10,04 \$ le baril (11,50 \$ en 2015) pour les biens liés au pétrole lourd de la société. Les ratios de fluidification de la société varient de 10 % à 16 % environ.

2) Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

3) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques au premier trimestre ont donné lieu à des profits réalisés de 40 M\$ (37 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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	82	122
Déduire : redevances	3	2
Produits des activités ordinaires	79	120
Charges		
Transport et fluidification	3	5
Activités d'exploitation	42	47
Taxe à la production et impôts miniers	-	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	1	(10)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	33	78
Dépenses d'investissement	2	4
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	31	74

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tirés du gaz naturel ont continué de contribuer au financement du secteur Sables bitumineux.

Produits des activités ordinaires

Prix

Au premier trimestre de 2016, le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a diminué de 25 % pour s'établir à 2,31 \$ le kpi³, ce qui cadre avec le recul du prix de référence AECO.

Production

La production a fléchi de 12 % pour se chiffrer à 391 Mpi³/j en raison des baisses normales de rendement prévues et de la vente de terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers, qui avaient produit 19 Mpi³/j au premier trimestre de 2015.

Redevances

Les redevances ont augmenté en raison des redevances supplémentaires encaissées par suite de la vente de la participation de la société dans des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers et ont été en partie contrebalancées par la baisse des prix et de la production. Le taux de redevance moyen au premier trimestre s'est chiffré à 4,5 % (1,7 % en 2015).

Charges

Transport

En 2016, les frais de transport ont reculé par suite de la diminution des volumes de production.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société ont été les taxes foncières, les frais de location et la main-d'œuvre. Au premier trimestre, les charges d'exploitation se sont repliées de 5 M\$, par suite essentiellement de la réduction des coûts de main-d'œuvre et des travaux de réparation et d'entretien, contrebalancée par la baisse des volumes de production.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des pertes réalisées de 1 M\$ au premier trimestre de 2016 (profits réalisés de 10 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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Pétrole lourd	10	22
Pétrole léger et moyen	27	40
Gaz naturel	2	4
Dépenses d'investissement¹⁾	39	66

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

En 2016, les dépenses d'investissement ont été consacrées principalement aux investissements de maintien et au projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn. Si elles ont diminué pour le trimestre à l'étude, 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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Pétrole brut	1	5
Remises en production	65	34
Puits d'exploration stratigraphique bruts	4	-

Les activités de forage du premier trimestre de 2016 ont porté essentiellement sur les remises en production de puits de gaz naturel effectuées dans une optique d'optimisation de la production.

Dépenses d'investissement futures

Étant donné la faiblesse des prix des marchandises, la société 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 2016 se situent dans une fourchette de 125 M\$ à 150 M\$; elles visent principalement le maintien et l'optimisation des actuels volumes de production.

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

Au premier trimestre de 2016, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a crû de 60 M\$, étant donné que la contraction des volumes de vente et la baisse des taux d'amortissement et d'épuisement ont été largement annulées par les pertes de valeur. Le taux d'épuisement moyen a décliné d'environ 20 % en 2016 en raison de l'incidence du fléchissement des réserves prouvées imputable au ralentissement des plans de mise en valeur de la société, facteur plus que contrebalancé par la baisse des immobilisations corporelles. Ces dernières ont diminué en partie par suite d'une perte de valeur de 184 M\$ comptabilisée au 31 décembre 2015 relativement à l'UGT Nord de l'Alberta et de la réduction des coûts estimatifs de démantèlement. Les coûts de mise en valeur futurs, qui correspondent à environ 40 % de la base épuisable, ont diminué par rapport à 2015 du fait que les dépenses d'investissement prévues à court terme pour Pelican Lake sont minimales.

La société a comptabilisé une nouvelle perte de valeur de 170 M\$ à l'égard de l'UGT Nord de l'Alberta en raison du recul des prix à terme des marchandises.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

La société est partenaire à 50 % des raffineries de Wood River et de Borger, 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.

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Capacité liée au pétrole brut²⁾ (kb/j)	460	460
Production de pétrole brut (kb/j)	435	439
Pétrole brut lourd	241	220
Pétrole léger ou moyen	194	219
Produits raffinés (kb/j)	460	469
Essence	229	236
Distillats	142	144
Autres	89	89
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	95	95

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

2) La capacité nominale officielle, qui correspond à 95 % de la capacité moyenne la plus élevée atteinte sur une période continue de 30 jours.

Sur une base de 100 %, les raffineries de la société disposent actuellement d'une capacité totale de raffinage d'environ 460 000 barils bruts par jour de pétrole brut, sans compter les LGN, ce qui tient compte de la capacité de raffiner jusqu'à 255 000 barils bruts par jour de pétrole brut lourd fluidifié; la capacité de traitement des LGN s'élève à 45 000 barils bruts par jour. La capacité de Cenovus à traiter divers types de pétrole brut permet à la société d'intégrer sa production de pétrole lourd sur le plan économique. Le traitement de pétrole brut moins coûteux lui procure un avantage sur le plan des coûts de la charge d'alimentation, 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, exprimé en pourcentage de la capacité totale de traitement.

La production de pétrole brut a légèrement fléchi par rapport à 2015. De plus amples volumes de brut lourd ont été traités par suite de l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation, qui a pour effet de réduire les coûts de cette dernière. La production de produits raffinés a diminué quelque peu, car la société a effectué des activités de maintenance, planifiées et non planifiées, aux raffineries de Wood River et de Borger au premier trimestre de 2016. Au premier trimestre de 2015, une révision prévue au calendrier avait été effectuée à la raffinerie de Borger.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Produits des activités ordinaires	1 588	2 096
Produits achetés	1 428	1 838
Marge brute	160	258
Charges		
Charges d'exploitation	203	177
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(20)	(14)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(23)	95
Dépenses d'investissement	52	44
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(75)	51

Marge brute

Les marges de craquage qu'obtient la société 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.

Au premier trimestre de 2016, le recul de la marge brute s'explique principalement par les facteurs suivants :

- la diminution d'environ 41 % des marges de craquage moyennes sous l'effet des stocks de produits raffinés plus élevés à l'échelle mondiale et du rétrécissement de l'écart entre le Brent et le WTI;
- la réduction de valeur de 3 M\$ des stocks de produits raffinés (néant en 2015).

La détérioration de la marge brute a été en partie neutralisée par l'amélioration des marges sur la vente de produits secondaires comme le coke, le bitume et le soufre attribuable à la diminution des coûts d'alimentation des raffineries qui cadre avec le recul du WTI et la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. L'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain au premier trimestre de 2016, comparativement à 2015, a eu une incidence favorable d'environ 13 M\$ sur la marge de raffinage brute de la société.

Les raffineries de Cenovus n'intègrent pas de carburants renouvelables à leurs produits de carburant. C'est pourquoi la société est tenue d'acheter des numéros d'identification renouvelables (« NIR »). Au premier trimestre de 2016, le coût associé aux NIR s'est chiffré à 62 M\$ (53 M\$ en 2015). L'augmentation coïncide avec la hausse du prix de référence des NIR sur l'éthanol.

En 2016, les produits des activités ordinaires tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation ont diminué de 18 % par rapport à 2015, surtout à cause du recul des prix de vente, qui a été neutralisé en partie par l'accroissement des volumes de gaz naturel achetés.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au premier trimestre de 2016 ont été la main-d'œuvre, la maintenance, les services publics et les fournitures. Les charges d'exploitation présentées ont augmenté par rapport à 2015, en raison principalement de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, en partie contrebalancée par un repli du coût des services publics qui découle de la baisse des prix du gaz naturel et par le fait qu'aucun coût de révision n'a été engagé en 2016.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Raffinerie de Wood River	36	27
Raffinerie de Borger	14	17
Commercialisation	2	-
	52	44

Les dépenses d'investissement engagées au premier trimestre de 2016 ont été surtout affectées au 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 devrait démarrer au troisième trimestre de 2016.

La société prévoit investir entre 240 M\$ et 290 M\$ en 2016, somme qui sera affectée principalement au projet de décongestion de Wood River ainsi qu'aux initiatives en matière de maintenance, de fiabilité et d'environnement.

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 charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Raffinage et commercialisation a augmenté de 9 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 à long terme et les swaps de taux d'intérêt. Les activités liées à la gestion des risques du premier trimestre de 2016 ont donné lieu à des pertes latentes de 149 M\$ (145 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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Frais généraux et frais d'administration ¹⁾	60	71
Charges financières	124	121
Produits d'intérêts	(11)	(11)
(Profit) perte de change, montant net	(403)	515
Frais de recherche	18	7
(Profit) perte à la vente d'actifs	-	(16)
	(212)	687

¹⁾ Les primes d'intéressement à long terme des périodes précédentes, auparavant comptabilisées dans les charges d'exploitation, ont été reclassées dans les frais généraux et frais d'administration afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

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 11 M\$ surtout en raison des compressions de personnel effectuées en 2015 et de la baisse des frais liés aux technologies de l'information. La baisse des dépenses discrétionnaires a également contribué à la diminution globale des frais généraux et des frais d'administration.

La société a ciblé au premier trimestre de nouvelles compressions de personnel, qu'elle a en grande partie concrétisées au début d'avril. Par suite de ces compressions, des indemnités de départ d'environ 17 M\$ devront être comptabilisées au deuxième trimestre de 2016.

Charges financières

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme et les emprunts à court terme, outre la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. En 2016, les charges financières ont crû de 3 M\$ en regard de celles de la période correspondante de 2015 du fait de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain qui a accru les intérêts sur la dette libellée en dollars américains.

Au premier trimestre, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 5,3 % (5,2 % en 2015).

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
(Profit) perte de change latent	(409)	523
(Profit) perte de change réalisé	6	(8)
	(403)	515

La majorité des profits de change latents découle de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Le dollar canadien a gagné 7 % par rapport au dollar américain entre le 31 décembre 2015 et le 31 mars 2016, de sorte que la société a comptabilisé des profits latents de 409 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 17 M\$ en 2016 (21 M\$ en 2015).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Charge d'impôt exigible		
Canada	(27)	(86)
États-Unis	-	-
Total de la charge (du produit) d'impôt exigible	(27)	(86)
Charge (produit) d'impôt différé	(190)	(27)
	(217)	(113)

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)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Résultat avant impôt sur le résultat	(335)	(781)
Taux prévu par la loi au Canada	27,0 %	25,2 %
Impôt sur le résultat attendu	(90)	(197)
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :		
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	(27)	(11)
Rémunération à base d'actions non déductible	2	5
Pertes en capital non imposables	(56)	65
Pertes en capital non comptabilisées découlant d'écarts de change latents	(56)	65
Ajustements découlant de déclarations antérieures	-	(11)
Autres	10	(29)
Total de l'impôt	(217)	(113)
Taux d'imposition effectif	64,8 %	14,5 %

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.

Au premier trimestre de 2016, la société a subi des pertes, dont une partie sera reportée en arrière et servira à récupérer de l'impôt payé précédemment au Canada. Au premier trimestre de 2015, le produit d'impôt exigible comprenait les résultats de certaines opérations de restructuration ainsi qu'un ajustement favorable se rapportant à des exercices précédents. Le produit d'impôt différé s'est accru au premier trimestre de 2016, car une partie de l'avantage découlant des pertes de la période a été reportée sur des périodes futures.

Le taux d'imposition effectif de Cenovus est fonction de la relation entre le total de la charge 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 permanents, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la charge d'impôt et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales.

L'écart entre le taux d'imposition effectif de la société et le taux prévu par la loi s'explique par des profits de change non imposables d'environ 400 M\$.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2016	2015
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	182	275
Activités d'investissement	(369)	(643)
Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net	(187)	(368)
Activités de financement	(41)	1 292
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	6	(3)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(222)	921
	31 mars	31 décembre
	2016	2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 883	4 105
Facilité de crédit engagée et non prélevée	4 000	4 000

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont décliné au premier trimestre de 2016, principalement sous l'effet de la baisse des flux de trésorerie, 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 4 031 M\$ au 31 mars 2016, contre 4 337 M\$ au 31 décembre 2015.

La société s'attend à continuer de respecter ses obligations de paiement à mesure qu'elles deviennent exigibles.

Activités d'investissement

Les dépenses d'investissement ont reculé au cours du trimestre, car Cenovus les a réduites eu égard à la faiblesse des prix des marchandises.

Activités de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont diminué. En 2016, la société a versé un dividende de 0,05 \$ par action, soit 41 M\$. Au premier trimestre de 2015, les flux de trésorerie provenant des activités de financement comprenaient un produit net de 1,4 G\$ tiré de l'émission d'actions ordinaires, qui avait été en partie contrebalancé par le versement d'un dividende de 138 M\$.

La dette à long terme de la société se chiffrait à 6 113 M\$ au 31 mars 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 412 M\$ de la dette à long terme est imputable à l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Au 31 mars 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 mars 2016 :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 883	Sans objet
Facilité de crédit engagée ¹⁾	1 000	Novembre 2017
Facilité de crédit engagée	3 000	Novembre 2019
Prospectus préalable de base aux États-Unis ²⁾	5 000 \$ US	Mars 2018
Prospectus préalable de base au Canada ²⁾	1 500	Juillet 2016

1) Prorogée jusqu'au 30 avril 2019 depuis le 22 avril 2016.

2) Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

Facilité de crédit engagée

Cenovus dispose d'une facilité de crédit engagée de 4,0 G\$ dont une tranche de 1,0 G\$ arrive à échéance le 30 avril 2019 et une tranche de 3,0 G\$, le 30 novembre 2019. Le 22 avril 2016, la société a prorogé l'échéance de la tranche de 1,0 G\$ de la facilité de crédit engagée, la reportant du 30 novembre 2017 au 30 avril 2019. Au 31 mars 2016, aucune somme n'avait été prélevée sur la facilité de crédit engagée.

Aux termes de la facilité de crédit engagée, Cenovus est tenue de maintenir un ratio dette/capitaux permanents maximum de 65 %. La société maintient ce ratio bien en deçà de ce plafond.

Prospectus préalables de base aux États-Unis et au Canada

Le 24 février 2016, Cenovus a déposé un prospectus préalable de base. Ce prospectus permet à la société d'émettre à l'occasion, au Canada, aux États-Unis ou ailleurs, là où la loi l'autorise, des titres d'emprunt, des actions ordinaires, des actions préférentielles, des reçus de souscription, des bons de souscription, des contrats d'achat d'actions et des unités, d'un montant pouvant aller jusqu'à 5,0 G\$ US ou l'équivalent dans d'autres devises. Le prospectus préalable de base est en vigueur jusqu'en mars 2018 et remplace le prospectus préalable de base de 2,0 G\$ US de la société. En outre, le prospectus préalable de base canadien de 1,5 G\$ de la société est toujours en vigueur jusqu'en juillet 2016.

Au 31 mars 2016, aucune émission n'avait été réalisée aux termes de ces 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 et d'autres actifs, 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.

	31 mars 2016	31 décembre 2015
Ratio dette nette/capitaux permanents ^{1), 2)}	16 %	16 %
Ratio dette/capitaux permanents	34 %	34 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté ¹⁾	1,3 x	1,2 x
Ratio dette/BAIIA ajusté	3,6 x	3,1 x

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

2) Le ratio dette nette/capitaux permanents s'entend de la dette nette divisée par la somme de la dette nette et des capitaux propres.

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 est resté le même, car le solde moindre de la dette à long terme, qui découle de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, a été compensé par la réduction 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 flux de trésorerie imputable à la faiblesse des prix des marchandises et a été en partie compensée par la décroissance du solde de la dette à long terme.

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

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 16 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus à ce sujet.

31 mars 2016	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Actions ordinaires	833 290	s. o.
Options sur actions	43 811	34 141
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	8 043	1 566

Obligations contractuelles et engagements

Cenovus 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 et aux contrats de location simple visant des immeubles. En outre, Cenovus a des engagements relatifs à son programme de gestion des risques et est tenue de capitaliser les régimes à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

Au cours du premier trimestre de 2016, les engagements nets liés au transport de la société ont diminué d'environ 1 G\$, principalement par suite de la réduction nette des tarifs estimatifs. Les engagements, dont certains sont assujettis à l'approbation réglementaire, sont conclus pour des termes pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur; ils devraient contribuer à faire correspondre les besoins futurs de la société en matière de transport avec la croissance prévue de sa production. Au 31 mars 2016, les engagements liés au transport totalisaient 26 G\$.

Au 31 mars 2016, des lettres de crédit en cours totalisant 211 M\$ étaient émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (64 M\$ au 31 décembre 2015).

Actions en justice

Cenovus est partie à un nombre restreint d'actions en justice dans le cours normal de ses activités, et elle estime avoir constitué une provision suffisante à cet égard. Aucune action, considérée individuellement ou dans le cadre d'autres actions, n'est significative.

GESTION DES RISQUES

Pour bien comprendre les risques auxquels est exposée Cenovus, il faut lire la présente analyse en parallèle avec les sections du rapport de gestion annuel de 2015 portant sur la gestion des risques. 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 2015.

Dans la poursuite de ses objectifs stratégiques, Cenovus est exposée à divers risques. Certains de ces risques s'exercent sur le secteur pétrolier et gazier dans son ensemble tandis que d'autres sont propres aux activités de la société. La gestion active de ces risques permet à la société de mettre en œuvre sa stratégie d'affaires de manière efficace. La société demeure exposée aux risques énumérés dans le rapport de gestion annuel de 2015.

Les paragraphes qui suivent constituent une mise à jour des risques liés aux prix des marchandises, aux régimes de redevances et aux changements climatiques.

Risque lié aux prix des marchandises

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

La société atténue son exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de ses activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer et d'engagements en matière d'accès au marché. Les instruments financiers conclus relativement aux activités de raffinage par l'exploitant des raffineries de la société, Phillips 66, visent principalement l'achat de produits. Les notes 18 et 19 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels a recours la société, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars					
	2016			2015		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(164)	118	(46)	(128)	119	(9)
Gaz naturel	-	-	-	(12)	11	(1)
Raffinage	(4)	3	(1)	(14)	9	(5)
Électricité	3	(14)	(11)	3	6	9
Taux d'intérêt	-	42	42	-	-	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(165)	149	(16)	(151)	145	(6)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	43	(41)	2	40	(37)	3
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	(122)	108	(14)	(111)	108	(3)

Au premier trimestre de 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. Des pertes latentes ont été comptabilisées sur les positions de couverture des taux d'intérêt par suite de la diminution des taux d'intérêt de référence.

Risques liés aux instruments financiers dérivés

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

Les instruments financiers exposent de plus Cenovus au risque de perte découlant de variations défavorables de la valeur de marché des instruments financiers ou de l'incapacité de la société de remplir ses obligations de livraison relatives à la transaction physique sous-jacente. Les instruments financiers peuvent restreindre les profits revenant à Cenovus si les prix des marchandises augmentent. Ces risques sont 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.

Risque lié aux 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 gouvernement de l'Alberta a rendu public le 29 janvier 2016 son rapport du comité consultatif d'examen des redevances (le « rapport »). Le rapport ne recommande aucune modification de la structure des redevances actuellement en vigueur pour les sables bitumineux. Il recommande par ailleurs la modernisation du régime de redevances pour les hydrocarbures classiques et le gaz; le gouvernement de l'Alberta consulte actuellement l'industrie avant de finaliser les détails du mode de calcul des redevances. Le rapport recommande en outre que les puits forés avant 2017 demeurent assujettis aux règles actuelles pour une période de 10 ans. Le gouvernement de l'Alberta a entériné les recommandations du rapport; il est prévu qu'elles seront adoptées au printemps de 2016 et entreront en vigueur en 2017.

Ces modifications apportées à la structure des redevances provinciales de l'Alberta ne devraient pas avoir d'incidence significative sur la situation financière de Cenovus. Toutefois, toute nouvelle modification des régimes de redevances et d'impôts miniers dans les provinces où la société exerce ses activités pourrait avoir une incidence considérable sur la situation financière de Cenovus, les résultats de son exploitation, ses flux de trésorerie et ses dépenses d'investissement futures.

Risque lié aux changements climatiques

Le gouvernement fédéral et divers gouvernements de provinces ou d'États ont annoncé qu'ils avaient l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et d'autres polluants atmosphériques. En novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé son plan en matière d'environnement (le « plan du gouvernement de l'Alberta ») qui préconise quatre stratégies clés qu'il mettra en œuvre face aux changements climatiques. La législation pour ce faire devrait être présentée au printemps de 2016 et entrer en vigueur en 2017.

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 à la SGER ont fait passer de 12 % à 15 % l'obligation de réduction de l'intensité des émissions en 2016 et à 20 % en 2017. L'une des options de conformité à la SGER permet aux propriétaires d'installations d'acheter des crédits de fond technologique. Les modifications apportées à la SGER ont fait passer le prix de ces crédits de 15 \$ la tonne à 20 \$ la tonne pour 2016 et à 30 \$ la tonne en 2017.

En décembre 2015, le Canada et d'autres pays membres de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques ont ratifié l'Accord de Paris sur les changements climatiques, qui vise à limiter le rythme de réchauffement de la planète et aspire à mettre sur pied des marchés du carbone d'ici 2020. Le gouvernement du Canada a annoncé son intention d'élaborer en 2016 une approche pancanadienne de mise en œuvre de l'Accord de Paris. La société n'est pas en mesure de prédire l'incidence qu'aura l'Accord de Paris sur l'exploitation de la société. Il n'est pas impossible que les obligations de réduction des émissions aient un effet défavorable significatif sur la situation financière de la société, les résultats de son exploitation et ses flux de trésorerie.

Si une réglementation exhaustive en matière d'émissions de GES est adoptée en Alberta ou dans un territoire où la société est en exploitation, notamment en ce qui concerne le plan du gouvernement de l'Alberta, l'Accord de Paris ou les modifications apportées à la SGER, la société pourrait devoir faire face aux conséquences suivantes : la hausse des coûts ou des mesures liés à la conformité, la perte de certains marchés, 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, de gaz naturel et de certains produits raffinés. Par conséquent, rien ne garantit que les répercussions des règlements à venir sur les changements climatiques ne seront pas significatives pour Cenovus.

Abstraction faite du cadre législatif actuel, la portée et l'étendue de toute conséquence défavorable de l'un de ces programmes 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.

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 et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2015 sont expliqués plus amplement le mode de préparation et les méthodes comptables significatives de la société.

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

Les jugements d'importance critique sont ceux que la direction doit poser lors de l'application des méthodes comptables qui ont le plus d'effet sur les montants comptabilisés par Cenovus dans les états financiers consolidés annuels et intermédiaires. Aucun changement n'a été apporté aux jugements d'importance critique auxquels la société a recours lors de l'application des méthodes comptables au cours du trimestre clos le 31 mars 2016. D'autres renseignements se trouvent dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

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.

Changements de méthodes comptables

Aucune nouvelle norme ou interprétation ou modification connexe n'a été adoptée au cours du trimestre clos le 31 mars 2016.

Futures prises de position en comptabilité

Une description des nouvelles normes et interprétations comptables qui seront adoptées au cours de périodes futures se trouve dans les notes annexes aux états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière (le « CIIF ») au cours du trimestre clos le 31 mars 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.

PERSPECTIVES

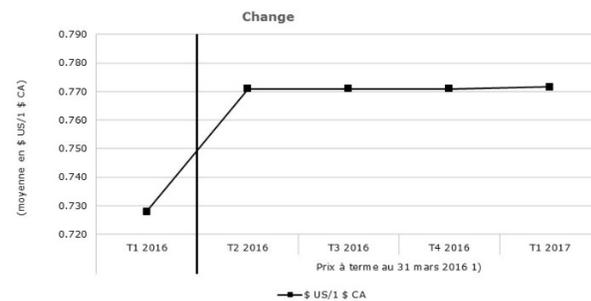
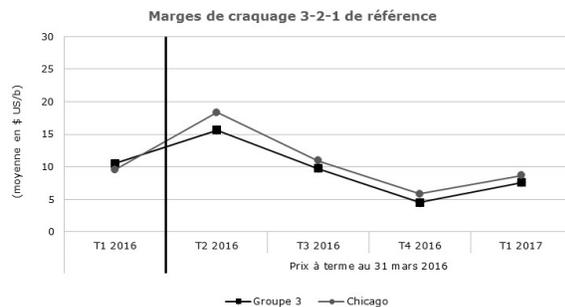
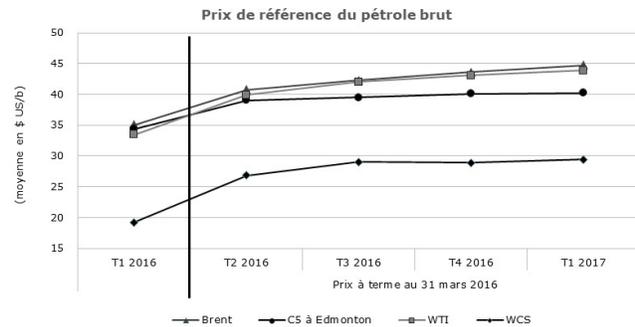
La société prévoit que 2016 sera une année très difficile pour son industrie et ses activités. Maintenir sa résilience financière tout en continuant d'exercer ses activités de manière sécuritaire demeure donc sa priorité absolue. Les prévisions de la société pour 2016 font état d'une réduction des dépenses d'investissement, des charges d'exploitation et des frais généraux et frais d'administration.

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 et du rythme de croissance de la demande mondiale. Dans l'ensemble, la société s'attend à ce que le prix du pétrole brut fluctue et qu'il s'améliore modestement en 2016. Les diminutions prévues de l'offre mondiale et l'augmentation annuelle de la demande devraient soutenir les prix au cours du second semestre, quoique la nécessité de faire baisser stocks excédentaires de pétrole brut et le retour du pétrole brut iranien sur le marché constituent des facteurs défavorables. La société s'attend toujours à des réductions de l'offre de la part des producteurs nord-américains à cause des importantes compressions des dépenses d'investissement. En outre, la faiblesse des prix du pétrole brut profite au regain de l'économie mondiale. La société est toutefois d'avis que l'incertitude qui caractérise l'économie chinoise se poursuivra et qu'elle influera sur la demande des marchés émergents.
- La société s'attend à ce que l'écart Brent-WTI reste étroit étant donné que les États-Unis exportent du pétrole brut vers les marchés étrangers. Dans l'ensemble, l'écart sera probablement tributaire des frais de transport. L'écart Brent-WTI restera sans doute volatil en raison du déséquilibre de la demande, des importations mondiales et des révisions effectuées par les raffineries.
- La société prévoit également que l'écart WTI-WCS demeurera large étant donné la poursuite de la croissance de l'offre canadienne et le déclin de l'offre américaine de pétrole avarié léger. Toutefois, il est peu probable que l'écart soit très prononcé à cause de la capacité de transport ferroviaire abondante.



(1) Consulter les sensibilités aux taux de change exprimées dans les indications actuelles de la société figurant à l'adresse cenovus.com.

D'après les prévisions au 31 mars 2016, les marges de craquage des raffineries devraient s'améliorer vers la fin du deuxième trimestre de 2016, en raison de l'augmentation saisonnière de la demande, puis se contracter au second semestre de l'exercice.

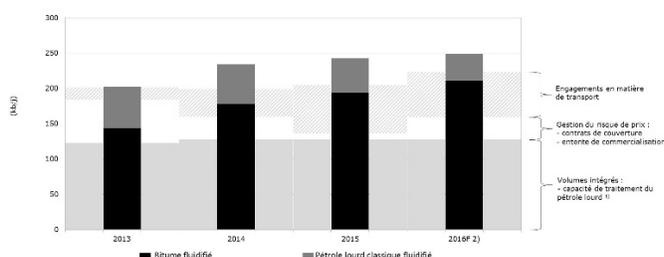
La faiblesse des prix du gaz naturel au premier trimestre de 2016 fait suite à une baisse de la demande occasionnée par les températures hivernales plus élevées que la normale et par la surabondance des stocks. Les prix devraient s'améliorer graduellement en 2016 sous l'effet de la croissance moins rapide de l'offre, mais les hausses de prix seront limitées par la nécessité de poursuivre la transition du charbon au gaz qui s'opère dans le secteur de la production d'électricité.

Le cours moyen du change à terme prévu pour les 12 prochains mois est de 0,771 \$ US pour 1 \$ CA. Dans l'ensemble, la société s'attend à ce que le dollar canadien reste relativement faible, ce qui aura une incidence favorable sur les produits des activités ordinaires de la société et ses flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

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 de la congestion à l'échelle canadienne. La société est préparée à une certaine volatilité des prix du pétrole brut. Elle réduit 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.

Protection contre la congestion au Canada



- 1) *Compte non tenu de la capacité de 18 000 b/j de pétrole lourd prévue du fait du projet de décongestion de Wood River (prévu pour le second semestre de 2016).*
- 2) *Capacité de production brute prévue.*

Priorités pour 2016

Maintien de la résilience financière

Maintenir sa résilience financière tout en continuant d'exercer ses activités de manière sécuritaire demeure la priorité absolue de Cenovus. Au 31 mars 2016, la société disposait de fonds en caisse de 3,9 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 16 ans, aucun titre d'emprunt ne venant à échéance avant le quatrième trimestre de 2019. Le bilan de Cenovus est certes vigoureux, mais la société envisage de prendre des mesures supplémentaires en 2016 pour conserver sa souplesse financière, notamment en réduisant les dépenses d'investissement, les charges d'exploitation et les frais généraux et frais d'administration.

Resserrement de la structure de coûts

La société continuera de se focaliser sur la réduction de sa structure de coûts. Elle prévoit pour 2016, des dépenses d'investissement de l'ordre de 1,2 G\$ à 1,3 G\$, soit 200 M\$ à 300 M\$ de moins que le montant budgétisé à l'origine en décembre 2015 pour 2016. La société cible par ailleurs des économies de 200 M\$ supplémentaires sur les charges d'exploitation, les frais généraux et frais d'administration et les coûts de rémunération. La société doit s'assurer de maintenir à long terme une structure de coûts efficace et durable et d'exploiter au mieux son modèle d'entreprise.

Croissance disciplinée et axée sur la valeur ajoutée

Cenovus entend préconiser une approche disciplinée en matière d'investissements. La société envisagera l'expansion de projets existants et la mise en valeur de nouvelles possibilités uniquement lorsqu'elle sera convaincue de pouvoir dégager éventuellement un rendement appréciable pour les actionnaires. Bien que la clarté nécessaire sur les plans budgétaire et réglementaire existe dans une certaine mesure au niveau provincial, une certitude supplémentaire quant aux régimes budgétaires et réglementaires fédéraux, aux prix des marchandises et à la capacité de maintenir les réductions de coûts est requise. La société ne procédera à la réactivation des projets que si cela ne doit pas miner la vigueur de sa santé financière.

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Les estimations des réserves et les renseignements qui s'y rapportent ont été préparés en date du 31 décembre 2015 par des évaluateurs de réserves indépendants agréés en conformité avec le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* et les exigences du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*. Les estimations se fondent sur les prix prévisionnels établis par McDaniel & Associates Consultants Ltd. au 1^{er} janvier 2016. Pour en savoir plus sur les réserves de la société et obtenir d'autres renseignements sur le pétrole et le gaz, se reporter à la rubrique intitulée « Données relatives aux réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » figurant dans la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

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.

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 », « avenir », « futur », « cibler », « capacité », « pouvoir », « accent », « but », « perspective », « proposé », « éventuel », « calendrier », « stratégie », « à terme », « possibilité » 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; valeur future projetée; projections pour 2016 et par la suite; occasions futures de mise en valeur du pétrole; résultat d'exploitation et résultats financiers projetés; cibles fixées à l'égard du ratio dette/capitaux permanents et dette/BAIIA; dépenses d'investissement prévues, y compris 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; élargissement de l'accès aux marchés; capacités prévues, y compris relativement aux projets, au transport et au raffinage; capacité à préserver la résilience financière de la société et à réaliser les divers plans et stratégies qui s'y rapportent; économies de coûts prévues et pérennité de celles-ci; répercussions futures des mesures réglementaires; prix des marchandises projetés et incidence attendue sur Cenovus; utilisation et développement futurs de la technologie et effets de celle-ci sur l'empreinte environnementale de Cenovus; répercussions éventuelles sur Cenovus de divers risques, notamment ceux découlant des instruments financiers dérivés, des régimes de redevances et des changements climatiques ainsi que des règlements qui encadrent ces éléments et efficacité potentielle des stratégies de gestion des risques de la société; et importance accordée par la société au rendement pour les actionnaires. 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 hypothèses inhérentes aux prévisions de la société pour 2016, 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; 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 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 2016 (mises à jour au 11 février 2016), qui peuvent être consultées à l'adresse cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : Brent, 52,75 \$ US/b; WTI, 49,00 \$ US/b; WCS, 34,50 \$ US/b; NYMEX, 2,50 \$ US/MBtu; AECO, 2,50 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 12,00 \$ US/b; taux de change, 0,75 \$ US/\$ CA.

Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels figurent notamment les suivants : 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'acquiescer leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; 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 coût ou difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du 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, 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 2015, 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.

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		
WTI	West Texas Intermediate		
WCS	West Canadian Select		
CDB	Christina Dilbit Blend	MC	Marque de commerce de Cenovus Energy