

RAPPORT DE GESTION
POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2015

TABLE DES MATIÈRES

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS DE 2015.....	5
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	6
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	8
RÉSULTATS FINANCIERS.....	10
SECTEURS À PRÉSENTER	16
SABLES BITUMINEUX.....	17
HYDROCARBURES CLASSIQUES	23
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	28
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	30
RÉSULTATS TRIMESTRIELS	32
RÉSERVES ET RESSOURCES DE PÉTROLE ET DE GAZ	34
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	36
GESTION DES RISQUES	40
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	45
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	49
RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	49
PERSPECTIVES	50
MISE EN GARDE.....	52
ABRÉVIATIONS.....	54

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 10 février 2016, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2015 et les notes annexes (les « états financiers consolidés »). Tous les renseignements et les énoncés figurant dans le présent rapport de gestion ont été établis en date du 10 février 2016, sauf indication contraire. Le présent rapport de gestion contient de l'information prospective concernant les prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles de Cenovus. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à cette information prospective, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction a préparé ce rapport de gestion. Le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») a examiné le rapport de gestion et en a recommandé l'approbation au conseil; le conseil l'a approuvé le 10 février 2016. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concerne peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information sur le site Web de la société ou qui y est reliée, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Mode de présentation

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

Mesures hors PCGR

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 substitut 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 décembre 2015, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 15 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. En 2015, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus s'est établie à environ 207 000 barils par jour et la production moyenne de gaz naturel a été de 441 Mpi³/j. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 419 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 444 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

Message pour 2015

L'exercice 2015 aura été difficile pour l'industrie pétrolière et gazière, car la faiblesse des prix des marchandises a donné lieu à des réductions significatives des programmes d'investissement et à des initiatives généralisées de compression des coûts. La détérioration des prix du pétrole brut a entraîné un recul marqué des flux de trésorerie et des résultats de Cenovus.

En cette période de volatilité, Cenovus demeure concentrée sur la valeur actionnariale et entend préserver sa capacité d'adaptation financière, mettre en place des mesures durables de réduction des coûts et préconiser une approche disciplinée en matière d'investissement. Son émission d'actions ordinaires et la vente de ses activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers ont permis de dégager un produit de 4,7 G\$. Ces transactions ont conforté sensiblement sa situation financière. Son ratio dette nette/capitaux permanents était de 16 % au 31 décembre 2015. En outre, en regard du budget, la société a effectué des compressions de l'ordre de 540 M\$ visant ses dépenses d'investissement, ses charges d'exploitation et ses frais d'administration.

Cenovus s'attend à ce que les prix des marchandises demeurent faibles dans un avenir prévisible et elle continuera d'ajuster ses dépenses d'investissement et sa structure de coûts. Pour obtenir plus d'informations, le lecteur est prié de consulter le communiqué de presse daté du 11 février 2016, qui présente les prévisions révisées pour 2016 de la société. Ce communiqué se trouve sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com, sur SEDAR à l'adresse sedar.com et sur EDGAR à l'adresse sec.gov.

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 de meilleurs prix 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 décembre 2015, les fonds en caisse se chiffraient à 4,1 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 s'assurer de conserver sa souplesse 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

En 2015, la société a versé un dividende de 0,8524 \$ par action en regard de 1,0648 \$ par action en 2014 (0,968 \$ par action en 2013). Elle a réduit le dividende de 40 % au troisième trimestre de 2015, soit de 0,2662 \$ par action à 0,16 \$ par action, dans le cadre de sa stratégie visant à préserver sa résilience financière à long terme. Le dividende a encore été réduit à 0,05 \$ par action au cours du premier trimestre de 2016. 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 ») :

	2015		
	Participation (%)	Volumes de production nette (b/j)	Volumes de production brute (b/j)
Projets existants			
Foster Creek	50	65 345	130 690
Christina Lake	50	74 975	149 950
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)	2015	
	Pétrole brut	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 046	10
Dépenses d'investissement	1 184	1
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(138)	9

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)	2015	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	683	297
Dépenses d'investissement	231	13
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	452	284

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 des nouveaux actifs de mise en valeur de pétrole avarié 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.

	2015	
	Participation (%)	Capacité nominale brute (kb/j)
Wood River	50	314
Borger	50	146

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 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)	2015
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	385
Dépenses d'investissement	248
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	137

FAITS SAILLANTS DE 2015

En 2015, Cenovus a respecté les engagements qu'elle avait faits à ses actionnaires. Elle a atteint ses objectifs de production, a réalisé d'importantes économies durables dans tous ses secteurs d'activité et a solidifié sa situation financière. En revanche, ses résultats financiers continuent de se ressentir notablement de la faiblesse des prix du pétrole brut. Les prix de référence du pétrole brut moyens ont reculé d'environ 50 % par rapport à 2014. Étant donné que, selon les prévisions, les prix des marchandises devraient rester faibles, des dépréciations d'actifs de 338 M\$ ont été comptabilisées, facteur qui a comprimé d'autant plus les résultats.

En 2015, Cenovus est demeurée concentrée sur la valeur actionnariale au moyen de la préservation de sa résilience financière, de la mise en place de mesures durables de réduction des coûts et de l'application d'une approche disciplinée en matière d'investissement. En regard de son budget, la société a réalisé des compressions de l'ordre de 540 M\$ visant ses dépenses d'investissement, ses charges d'exploitation et ses frais d'administration. Une tranche d'environ 50 % de ses économies est attribuable à la diminution des charges d'exploitation par rapport au budget et une tranche de 40 % provient de la réduction des dépenses d'investissement, notamment des initiatives au chapitre de la gestion de la chaîne d'approvisionnement.

En 2015, la société a également pris les mesures suivantes :

- l'émission de 67,5 millions d'actions ordinaires au prix de 22,25 \$ l'action pour un produit net de 1,4 G\$;
- la réalisation de la vente des activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers pour un produit en trésorerie d'environ 3,3 G\$;
- la renégociation de la facilité de crédit engagée de 3,0 G\$, afin de reporter la date d'échéance au 30 novembre 2019 et d'ajouter une nouvelle tranche de 1,0 G\$ aux termes de cette facilité, tranche assortie d'une date d'échéance au 30 novembre 2017;
- la réduction de 44 % des dépenses d'investissement, soit 1,3 G\$, en regard de 2014;
- des profits réalisés de 656 M\$ tirés des activités de gestion du risque lié au pétrole brut et au gaz naturel;
- la réduction de 24 % des effectifs imputable à l'approche plus modérée en matière de projets d'expansion des sables bitumineux;
- la diminution de 20 %, soit 228 M\$, des charges d'exploitation totales liées au pétrole brut, par rapport à 2014;
- l'accroissement de 11 % des réserves de bitume prouvées, qui s'explique principalement par l'autorisation à l'égard de l'expansion de la zone de mise en valeur à Christina Lake;
- la clôture de la transaction d'achat visant un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut pour 75 M\$, ajustements en sus, dans le but d'accroître la gamme d'options de transport de la société;
- la réception de l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard de la phase H de Christina Lake, phase qui représente 50 000 barils bruts par jour;
- la réduction du dividende annuel, qui est passé de 1,0648 \$ par action à 0,8524 \$ par action.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les actifs en amont ont continué d'afficher un bon rendement en 2015. La production totale de pétrole brut s'est établie en moyenne à 206 947 barils par jour pour le trimestre.

Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)	2015	Variation	2014	Variation	2013
Sables bitumineux					
Foster Creek	65 345	10 %	59 172	11 %	53 190
Christina Lake	74 975	9 %	69 023	40 %	49 310
	140 320	9 %	128 195	25 %	102 500
Hydrocarbures classiques					
Pétrole lourd	34 888	(12) %	39 546	(2) %	40 245
Pétrole moyen et léger	30 486	(12) %	34 531	(3) %	35 467
LGN ¹⁾	1 253	3 %	1 221	15 %	1 063
	66 627	(12) %	75 298	(2) %	76 775
Total de la production de pétrole brut	206 947	2 %	203 493	14 %	179 275

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

La production à Foster Creek s'est accrue en 2015 en raison de l'accroissement de la production tirée de la phase F et de la production provenant de puits additionnels, facteur en partie annulé par l'incendie de forêt au deuxième trimestre, qui a réduit la production de l'exercice d'environ 2 600 barils par jour. La production du quatrième trimestre a été inférieure à celle de la période correspondante de 2014. 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, nous avons 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 des volumes au quatrième trimestre. De plus, alors que les interruptions de puits à Foster Creek étaient conformes aux fourchettes prévues pour 2015, un nombre de puits supérieur à la moyenne ont vu leur production interrompue pour entretien au deuxième semestre, ce qui s'est répercuté encore davantage sur la production.

La production à Christina Lake a été supérieure à celle de 2014 en raison de la production provenant de nouveaux puits et du rendement accru des installations de la société.

En 2015, la production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a baissé par rapport à celle de 2014. 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, la vente d'un bien non essentiel en 2014 et la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers. La production a également fléchi en raison de la réduction des dépenses d'investissement. L'apport à la production annuelle des actifs cédés s'est chiffré à 2 555 barils par jour (6 532 barils par jour en 2014).

Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi ³ par jour)	2015	2014	2013
Hydrocarbures classiques	422	466	508
Sables bitumineux	19	22	21
	441	488	529

En 2015, la production de gaz naturel a diminué de 10 %. 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 10 Mpi³ par jour durant l'exercice (20 Mpi³ par jour en 2014).

Réserves de pétrole et de gaz

Nos réserves de bitume prouvées ont crû de 11 % pour s'établir à environ 2,2 milliards de barils, alors que nos réserves de bitume prouvées et probables sont demeurées à environ 3,3 milliards de barils. Pour de plus amples renseignements sur les réserves et ressources de la société, se reporter à la rubrique « Réserves et ressources de pétrole et de gaz » du présent rapport de gestion.

Prix nets opérationnels

	Pétrole brut ¹⁾ (\$/baril)			Gaz naturel (\$/kpi ³)		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Prix ²⁾	35,38	71,35	67,01	2,92	4,37	3,20
Redevances	1,75	6,18	5,01	0,07	0,08	0,04
Transport et fluidification ^{2), 3)}	5,48	2,98	3,12	0,11	0,12	0,11
Charges d'exploitation ⁴⁾	11,98	15,40	15,49	1,20	1,22	1,16
Taxes sur la production et impôts miniers	0,22	0,50	0,48	0,01	0,05	0,02
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	15,95	46,29	42,91	1,53	2,90	1,87
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	7,51	0,50	1,09	0,37	0,04	0,32
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	23,46	46,79	44,00	1,90	2,94	2,19

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 21,09 \$ le baril (30,49 \$ le baril en 2014; 28,33 \$ le baril en 2013).

3) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits. Aucune réduction de valeur des stocks de produits n'a été comptabilisée en 2013. Pour plus d'informations, se reporter aux rubriques « Sables bitumineux » et « Hydrocarbures classiques » de la section « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

4) Pour toutes les périodes de présentation, les primes d'intéressement à long terme ont été reclassées des charges d'exploitation aux frais généraux et frais d'administration.

En 2015, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué sensiblement par rapport à 2014. La baisse des prix de vente, qui était conforme au recul des prix de référence, a été atténuée par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain ainsi que le recul des redevances et des charges d'exploitation. L'affaiblissement du dollar canadien par rapport à 2014 a eu un effet positif d'environ 4,81 \$ sur le prix du baril de pétrole brut de la société.

En 2015, 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

En 2015, la société a mené à bien les activités de révision prévues aux raffineries de Borger et de Wood River et a reçu le permis visant le projet de décongestion de Wood River.

	2015	Variation	2014	Variation	2013
Production de pétrole brut ¹⁾ (kb/j)	419	(1) %	423	(4) %	442
Pétrole lourd ¹⁾	200	1 %	199	(10) %	222
Produits raffinés ¹⁾ (kb/j)	444	- %	445	(4) %	463
Taux d'utilisation du pétrole brut ¹⁾ (%)	91	(1) %	92	(5) %	97

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

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

PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS

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

Principaux prix de référence et taux de change¹⁾

	T4 2015	Variation	T4 2014	2015	2014	2013
Prix du pétrole brut (\$ US/b)						
Brent						
Moyenne	44,71	(42) %	76,98	53,64	99,51	108,76
Fin de la période	37,28	(35) %	57,33	37,28	57,33	110,80
WTI						
Moyenne	42,18	(42) %	73,15	48,80	93,00	97,97
Fin de la période	37,04	(30) %	53,27	37,04	53,27	98,42
Écart moyen des contrats à terme normalisés sur le Brent/WTI	2,53	(34) %	3,83	4,84	6,51	10,79
WCS²⁾						
Moyenne	27,69	(53) %	58,91	35,28	73,60	72,77
Fin de la période	24,98	(34) %	37,59	24,98	37,59	74,80
Écart moyen WTI/WCS	14,49	2 %	14,24	13,52	19,40	25,20
Condensats (C5 à Edmonton)³⁾						
Moyenne	41,67	(41) %	70,57	47,36	92,95	101,69
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	0,51	(80) %	2,58	1,44	0,05	(3,72)
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(13,98)	20 %	(11,66)	(12,08)	(19,35)	(28,92)
Moyenne des prix des produits raffinés (\$ US/b)						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	55,24	(32) %	81,26	67,68	107,40	116,35
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	59,23	(42) %	101,48	68,12	117,55	126,31
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)						
Chicago	14,47	(1) %	14,60	19,11	17,61	21,77
Groupe 3	13,82	4 %	13,28	18,16	16,27	20,80
Moyenne des prix du gaz naturel						
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	2,65	(34) %	4,01	2,77	4,42	3,17
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	2,27	(43) %	4,00	2,66	4,42	3,65
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³)	0,27	(39) %	0,44	0,49	0,40	0,58
Taux de change (\$ US/\$ CA)						
Moyenne	0,749	(15) %	0,881	0,782	0,905	0,971

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 45,12 \$ le baril en 2015 (81,33 \$ le baril en 2014; 74,94 \$ le baril en 2013) et le prix de référence moyen du WCS s'est chiffré à 36,97 \$ le baril au quatrième trimestre (66,87 \$ le baril en 2014).

3) Le prix de référence moyen du condensat en dollars canadiens s'est chiffré à 60,56 \$ le baril en 2015 (102,71 \$ le baril en 2014; 104,73 \$ le baril en 2013); le prix de référence moyen du condensat s'est chiffré à 55,63 \$ le baril au quatrième trimestre (80,10 \$ le baril en 2014).

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 le maintien de 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. Malgré la baisse considérable des prix du pétrole brut et l'accroissement de la demande à l'échelle mondiale en 2015, le déséquilibre ne s'est que légèrement amélioré. Les incertitudes entourant l'économie chinoise, la production demeurée dynamique aux États-Unis, ainsi que la production soutenue en provenance de l'Arabie saoudite et de l'Irak, outre les inquiétudes visant le retour de la production iranienne, figurent parmi les facteurs qui expliquent la faiblesse prolongée des prix du pétrole brut.

Le prix de référence du Brent est un bon indicateur des prix du pétrole brut mondiaux et, selon Cenovus, il indique mieux que le WTI les prix des produits raffinés intérieurs.

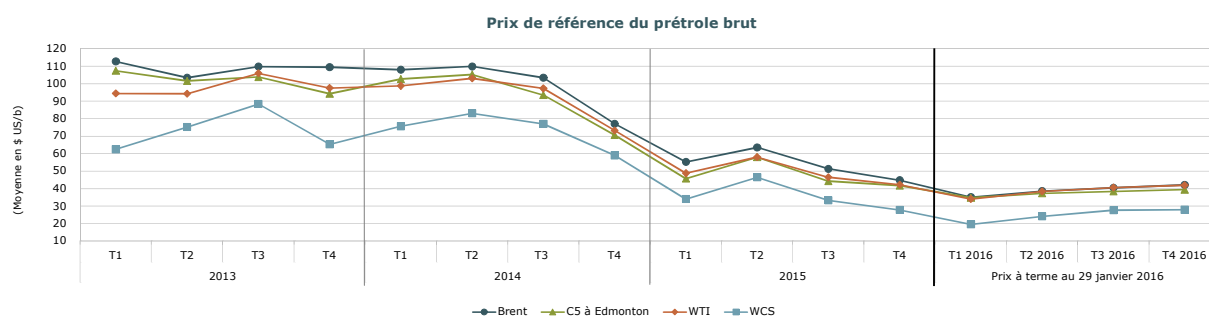
Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut en Amérique du Nord, et son équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les redevances relatives à de nombreux biens de pétrole brut de la société. L'écart moyen entre le WTI et le Brent s'est amoindri par rapport à

2014. 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 et de la demande toujours élevée aux États-Unis, de sorte que les frais de transport sont devenus le principal vecteur de l'écart Brent-WTI.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié, composé de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. L'écart moyen entre le WTI et le WCS s'est rétréci en 2015. Cette contraction de l'écart découle principalement d'une augmentation de la demande de WCS à cause de la construction de nouvelles infrastructures de transport par pipeline vers la côte américaine du golfe du Mexique, de l'accroissement de la capacité de transport ferroviaire et d'un lent rétablissement de l'offre de pétrole brut lourd interrompue par les incendies de forêt qui ont touché le nord-est de l'Alberta au deuxième trimestre de 2015.

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 la valeur attribuée au transport des condensats jusqu'à Edmonton.

L'écart moyen WCS-condensats s'est rétréci en 2015 grâce à la croissance de l'offre de condensats ainsi qu'à l'amélioration de l'infrastructure de transport de diluants pour les importations de condensats en Alberta et les exportations de pétrole lourd vers le marché.

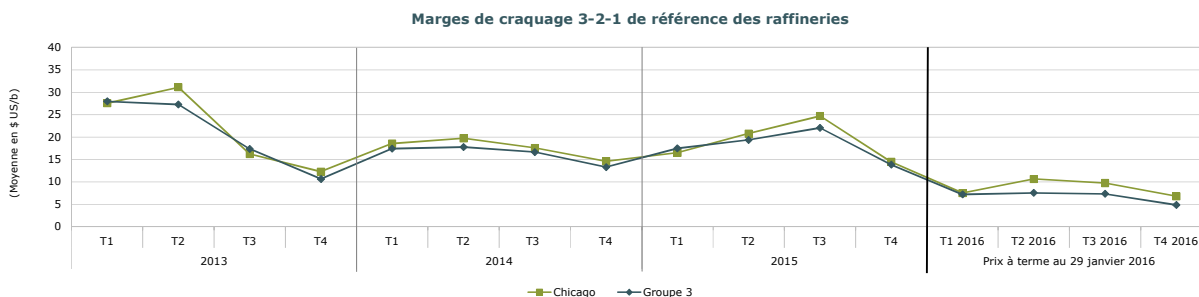


Prix de référence – raffinage

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 se sont élargies en 2015 par rapport à 2014 en raison de l'amplification de la demande de produits. Les marges de craquage moyennes du groupe 3 se sont accrues, car une importante interruption de service non planifiée en août 2015 a donné lieu à des prélèvements sur les stocks de produits pendant la saison des grands déplacements en voiture.

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 2015, 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 raffermirait, 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.

En 2015, comparativement à 2014, le dollar canadien a fléchi par rapport au dollar américain en raison de la baisse du prix des marchandises, du raffermissement de l'économie américaine et de l'incertitude politique et économique au Canada. La dépréciation du dollar canadien par rapport à 2014 a eu une incidence positive d'environ 1 772 M\$ sur les produits des activités ordinaires de la société alors qu'elle a donné lieu à des pertes de change latentes de 1 064 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. Les principales mesures de performance sont analysées en détail dans le présent rapport de gestion.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2015	Variation	2014	Variation	2013
Produits des activités ordinaires	13 064	(33) %	19 642	5 %	18 657
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation^{1), 2)}	2 439	(42) %	4 179	(7) %	4 484
Flux de trésorerie¹⁾	1 691	(51) %	3 479	(4) %	3 609
- dilués par action	2,07	(55) %	4,59	(4) %	4,76
Résultat d'exploitation¹⁾	(403)	(164) %	633	(46) %	1 171
- dilué par action	(0,49)	(158) %	0,84	(46) %	1,55
Résultat net	618	(17) %	744	12 %	662
- de base par action	0,75	(23) %	0,98	11 %	0,88
- dilué par action	0,75	(23) %	0,98	13 %	0,87
Total de l'actif	25 791	4 %	24 695	(2) %	25 224
Total des passifs financiers à long terme³⁾	6 552	19 %	5 484	(10) %	6 113
Dépenses d'investissement⁴⁾	1 714	(44) %	3 051	(6) %	3 262
Dividendes					
Dividendes en numéraire	528	(34) %	805	10 %	732
En actions émises sur le capital autorisé	182	-	-	-	-
- par action	0,8524	(20) %	1,0648	10 %	0,968

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

2) Pour toutes les périodes de présentation, les primes d'intéressement à long terme ont été reclassées des charges d'exploitation aux frais généraux et frais d'administration. Les flux de trésorerie, le résultat d'exploitation et le résultat net n'ont fait l'objet d'aucune modification.

3) Comprend la dette à long terme, l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, le passif lié à la gestion des risques et d'autres passifs financiers inclus au poste « Autres passifs » des états consolidés de la situation financière.

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

Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)	2015 c. 2014	2014 c. 2013
Produits des activités ordinaires de l'exercice comparatif	19 642	18 657
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	(1 799)	1 020
Hydrocarbures classiques	(1 401)	220
Raffinage et commercialisation	(3 853)	(48)
Activités non sectorielles et éliminations	475	(207)
Produits des activités ordinaires à la fin de l'exercice	13 064	19 642

Les produits tirés des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques, pris collectivement, ont diminué de 41 % en 2015, à cause de la baisse des prix de vente du pétrole brut fluidifié et du gaz naturel, en partie compensée par la hausse des volumes de vente du pétrole brut, la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et la baisse des redevances. La vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers a également comprimé les produits des activités ordinaires.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation ont diminué de 30 % par rapport à 2014. 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 par le groupe de commercialisation ont diminué de 36 % en regard de 2014, surtout en raison du recul des prix de vente, qui a été neutralisé en partie par l'accroissement des volumes de brut 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.

Dans l'ensemble, les produits des activités ordinaires de 2014 étaient supérieurs à ceux de 2013, principalement du fait de l'accroissement des volumes de vente de pétrole brut fluidifié, de l'augmentation des prix de vente moyens du pétrole brut fluidifié et du gaz naturel, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des redevances.

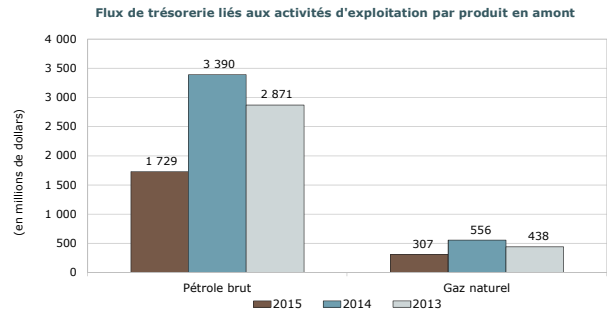
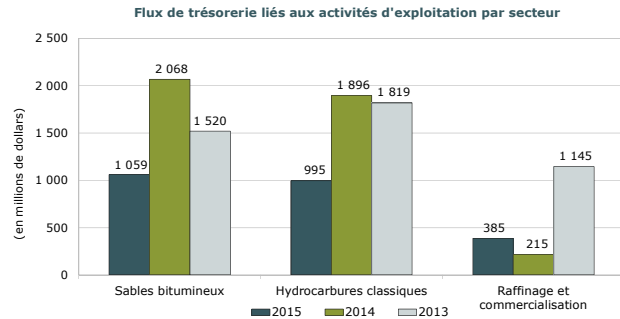
Pour de plus amples renseignements sur les produits des activités ordinaires de Cenovus, se reporter à la rubrique « Secteurs à présenter » du présent rapport de gestion.

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)	2015	2014	2013
Produits des activités ordinaires	13 401	20 454	19 262
(Ajouter) déduire :			
Produits achetés	7 709	11 767	11 004
Frais de transport et de fluidification	2 045	2 477	2 074
Charges d'exploitation ¹⁾	1 846	2 051	1 787
Taxe sur la production et impôts miniers	18	46	35
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	(656)	(66)	(122)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 439	4 179	4 484

¹⁾ Pour toutes les périodes de présentation, les primes d'intéressement à long terme ont été reclassées des charges d'exploitation aux frais généraux et frais d'administration.



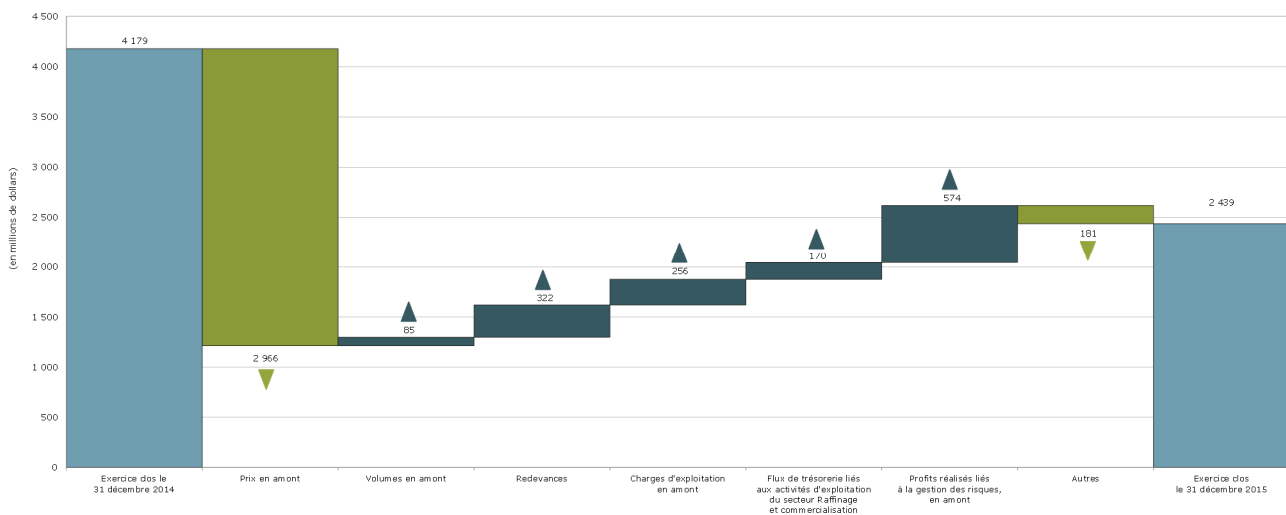
Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué de 42 % en 2015, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution de 50 % du prix de vente moyen du pétrole brut de la société et une réduction de 33 % du prix de vente moyen du gaz naturel, ce qui cadre avec la baisse des prix de référence correspondants;
- la réduction de 10 % des volumes de vente de gaz naturel.

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

- un profit réalisé de 613 M\$ lié à la gestion des risques, compte non tenu du secteur Raffinage et commercialisation, comparativement à 39 M\$ en 2014;
- une baisse des redevances attribuable à une diminution des prix de vente du pétrole brut;
- une réduction des charges d'exploitation liées au pétrole brut de 3,42 \$ le baril découlant surtout d'une baisse des activités de reconditionnement, de la diminution des coûts du carburant causée par un recul des prix du gaz naturel et des coûts de réparation et d'entretien moindres;
- une hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite de l'amélioration des marges réalisées sur la vente de produits secondaires, comme le coke et le bitume, et l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, facteurs en partie compensés par l'augmentation des coûts d'alimentation en brut lourd par rapport au prix de référence du WTI et de l'augmentation des charges d'exploitation;
- une réduction de valeur des stocks de produits de 66 M\$ en regard de 131 M\$ en 2014.

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)	2015	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 474	3 526	3 539
(Ajouter) déduire :			
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(107)	(135)	(120)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(110)	182	50
Flux de trésorerie	1 691	3 479	3 609

En 2015, 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 hausse de la charge d'impôt exigible. La charge d'impôt exigible a augmenté en raison du calendrier de comptabilisation du résultat de la coentreprise aux fins de l'impôt.

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)	2015	2014	2013
Résultat, avant impôt	537	1 195	1 094
Ajouter (déduire)			
(Profits) pertes latents liés à la gestion des risques ¹⁾	195	(596)	415
(Profits) pertes de change latents autres que d'exploitation ²⁾	1 064	458	52
Perte de change réalisée à l'encaissement anticipé de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise	-	-	146
(Profits) pertes à la sortie d'actifs	(2 392)	(156)	1
Résultat d'exploitation, avant impôt	(596)	901	1 708
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	(193)	268	537
Résultat d'exploitation	(403)	633	1 171

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

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

La diminution du résultat d'exploitation en regard de 2014 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. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par une économie d'impôt différé en regard d'une charge en 2014 et de la perte de valeur du goodwill de 497 M\$ comptabilisée en 2014.

Résultat net

(en millions de dollars)	2015 c. 2014	2014 c. 2013
Résultat net de l'exercice comparatif	744	662
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ^{1), 2)}	(1 740)	(305)
Activités non sectorielles et éliminations		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques	(791)	1 011
Profits (pertes) de change latents	(686)	(371)
Profits (pertes) à la sortie d'actifs	2 236	157
Charges ^{2), 3)}	46	191
Amortissement et épuisement	(168)	(113)
Perte de valeur du goodwill	497	(497)
Coûts de prospection	(52)	28
Charge d'impôt sur le résultat	532	(19)
Résultat net à la fin de l'exercice	618	744

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

2) Pour toutes les périodes de présentation, les primes d'intéressement à long terme ont été reclassées des charges d'exploitation aux frais généraux et frais d'administration.

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 2015, le résultat a fléchi en raison d'un profit avant impôt d'environ 1,9 G\$ tiré de la cession des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers et d'une économie d'impôt différé lié aux éléments hors exploitation alors que, en 2014, c'est une charge qui avait été comptabilisée à ce titre. Ce recul a été plus que compensé par les facteurs suivants :

- une diminution du résultat d'exploitation décrite plus haut;
- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 141 M\$ après impôt (profits latents liés à la gestion des risques de 444 M\$ en 2014);
- une perte de change latente autre que d'exploitation après impôt de 1 064 M\$ (458 M\$ en 2014).

Le résultat net a crû en 2014 par rapport à 2013, principalement à cause de la comptabilisation de profits latents liés à la gestion des risques comparativement à des pertes en 2013, un profit tiré de la vente de biens non essentiels et l'absence de perte de change réalisée en 2014 relativement à l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, facteurs en partie compensés par le recul du résultat d'exploitation et la hausse de la perte de change latente autre que d'exploitation.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Sables bitumineux	1 185	1 986	1 885
Hydrocarbures classiques	244	840	1 189
Raffinage et commercialisation	248	163	107
Activités non sectorielles et éliminations	37	62	81
Dépenses d'investissement	1 714	3 051	3 262
Acquisitions	87	18	32
Sorties d'actifs	(3 344)	(277)	(283)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	(1 543)	2 792	3 011

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

Les dépenses d'investissement en 2015 ont reculé de 44 %, car Cenovus les a réduites dans le but de préserver ses liquidités et de maintenir la vigueur de sa situation financière eu égard à la faiblesse des prix des marchandises.

En 2015, les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont visé les investissements de maintien liés à la production actuelle, l'expansion de la phase G de Foster Creek ainsi que le projet d'optimisation et à l'expansion de la phase F de Christina Lake. La société a procédé au forage de 164 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 liés aux installations de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn et, durant le second semestre de l'exercice, sur les travaux de forage des projets de pétrole avare situés dans le sud-est de l'Alberta.

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.

Acquisitions et sorties d'actifs

En 2015, la société a réalisé la vente de ses activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de redevances et de droits miniers pour un produit en trésorerie d'environ 3,3 G\$, et a comptabilisé un profit après impôt d'environ 1,9 G\$. La vente visait quelque 4,8 millions d'acres brutes de terrains situés en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba. Une redevance sur la production que Cenovus tire de sa participation directe dans ces terrains ainsi qu'une redevance dérogatoire brute sur la production tirée des biens de Pelican Lake et de Weyburn faisaient aussi partie de la vente.

En 2015, Cenovus a acquis un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut pour 75 M\$, ajustements en sus, dans le but d'accroître sa gamme d'options de transport.

Les sorties d'actifs de 2014 se rapportaient principalement à la vente de certains biens de Bakken de la société dans le sud-est de la Saskatchewan et à la vente de certains de ses biens de Wainwright, en Alberta, pour un produit net de 269 M\$ et un profit de 153 M\$. En 2013, les sorties d'actifs incluaient la vente du bien de Lower Shaunavon pour un produit net de 241 M\$, qui a donné lieu à une perte de 2 M\$.

En 2014 et en 2013, la société n'a procédé à aucune acquisition importante.

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'aident à rester financièrement solide lorsque les flux de trésorerie baissent. En outre, la société continue d'évaluer d'autres occasions commerciales ou financières, notamment des moyens pour dégager des flux de trésorerie de son portefeuille actuel. Pour en savoir plus sur le sujet, se reporter à la section « Situation de trésorerie et sources de financement ».

(en millions de dollars)

	2015	2014	2013
Flux de trésorerie ¹⁾	1 691	3 479	3 609
Dépenses d'investissement (capitaux engagés et capital-développement)	1 714	3 051	3 262
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	(23)	428	347
Dividendes en numéraire	528	805	732
	(551)	(377)	(385)

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

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

	2015	2014	2013
Sables bitumineux	3 001	4 800	3 780
Hydrocarbures classiques	1 595	2 996	2 776
Raffinage et commercialisation	8 805	12 658	12 706
Activités non sectorielles et éliminations	(337)	(812)	(605)
	13 064	19 642	18 657



SABLES BITUMINEUX

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

En 2015 par rapport à 2014, les principaux événements qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux sont les suivants :

- la production à Foster Creek s'est accrue de 10 % pour atteindre une moyenne de 65 345 barils par jour, principalement en raison de la mise en production progressive de la phase F, facteur en partie annulé par l'incendie de forêt au deuxième trimestre. La production du quatrième trimestre a été inférieure à celle de la période correspondante de 2014. 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, nous avons 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 des volumes au quatrième trimestre. De plus, alors que les interruptions de puits à Foster Creek étaient conformes aux fourchettes prévues pour 2015, un nombre de puits supérieur à la moyenne ont vu leur production interrompue pour entretien au deuxième semestre, ce qui s'est répercuté encore davantage sur la production;
- la production de Christina Lake s'est accrue de 9 % et a atteint 74 975 barils par jour en moyenne en raison de la production tirée des nouveaux puits et du rendement accru des installations;
- l'achèvement du projet d'optimisation à Christina Lake, qui devrait se traduire par une augmentation de 22 000 barils par jour de la capacité de production brute; il est prévu que le projet contribue à l'amplification de la production en 2016;
- les coûts d'exploitation du pétrole brut ont baissé de 104 M\$, soit de 3,37 \$ le baril;
- la société a reçu les autorisations des organismes de réglementation à l'égard de la phase H de Christina Lake, d'une capacité de 50 000 barils bruts par jour.

Sables bitumineux – pétrole brut

Résultats financiers et unitaires

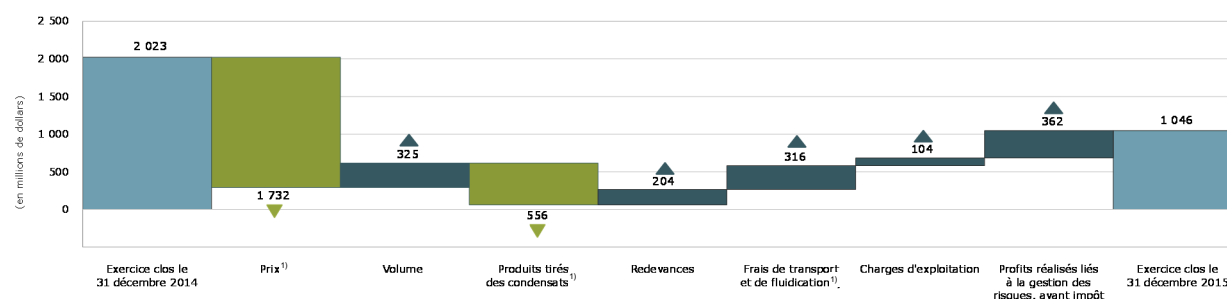
(en millions de dollars, sauf indication contraire ¹⁾)	2015		2014		2013	
		\$ par unité ¹⁾		\$ par unité ¹⁾		\$ par unité ¹⁾
Chiffre d'affaires brut	3 000	60	4 963	109	3 850	103
Déduire : redevances	29	1	233	5	131	4
Produits des activités ordinaires	2 971	59	4 730	104	3 719	99
Charges						
Transport et fluidification	1 814	36	2 130	47	1 748	47
Activités d'exploitation ²⁾	511	10	615	14	527	14
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(400)	(8)	(38)	(1)	(33)	(1)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 046	21	2 023	44	1 477	39
Dépenses d'investissement	1 184		1 980		1 880	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(138)		43		(403)	

1) Les valeurs unitaires sont calculées en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification.

2) Pour toutes les périodes de présentation, les primes d'intéressement à long terme ont été reclassées des charges d'exploitation aux frais généraux et frais d'administration.

En 2015 et en 2013, l'excédent des dépenses d'investissement par rapport aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tirés du secteur Sables bitumineux était financé par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des activités des secteurs Hydrocarbures classiques et Raffinage et commercialisation. Le produit tiré de l'émission d'actions ordinaires de la société et la vente de ses activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de redevances et de droits miniers ont également aidé à financer les dépenses d'investissement en 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

En 2015, le prix de vente moyen du pétrole brut s'est situé à 30,88 \$ le baril, soit 53 % de moins qu'en 2014. Les prix obtenus par Cenovus ont continué de subir l'incidence défavorable de la faiblesse des prix des marchandises à l'échelle mondiale. La diminution du prix du pétrole brut de la société cadre avec la baisse des prix de référence du WCS et de CDB, en partie compensée par 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. L'écart entre le WCS et le CDB s'est contracté de 40 % pour se chiffrer à un escompte de 2,37 \$ US le baril (escompte de 3,94 \$ US le baril en 2014), principalement grâce à un meilleur accès aux raffineries de la côte américaine du Golfe du Mexique capables de traiter davantage de variétés de pétroles bruts lourds. En 2015, 86 % de la production de Christina Lake a été vendue à titre de CDB (88 % en 2014), le reste étant vendu à même le WCS. La production de Christina Lake, qu'elle soit offerte à titre de CDB ou incorporée au WCS et alors assujettie à une charge de péréquation liée à la qualité, se vend à escompte par rapport au WCS.

Volumes de production

(b/j)	2015	Variation	2014	Variation	2013
Foster Creek	65 345	10 %	59 172	11 %	53 190
Christina Lake	74 975	9 %	69 023	40 %	49 310
	140 320	9 %	128 195	25 %	102 500

La production à Foster Creek a augmenté en 2015 essentiellement grâce à la mise en production progressive de la phase F et à la production tirée des puits additionnels forés. La mise en production progressive de la phase F, la onzième phase des projets de sables bitumineux de Cenovus, devrait atteindre sa capacité nominale environ 18 mois après son démarrage, qui a eu lieu au troisième trimestre de 2014. Les augmentations de la production ont été annulées en partie lorsque la production à Foster Creek a été interrompue pendant 11 jours complets à titre de mesure de sécurité en raison de l'incendie de forêt qui faisait rage à proximité. Cet incendie a réduit la production d'environ 2 600 barils par jour. La production du quatrième trimestre a été inférieure à celle de la période correspondante de 2014. 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, nous avons 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 des volumes au quatrième trimestre. De plus, alors que les interruptions de puits à Foster Creek étaient conformes aux fourchettes prévues pour 2015, un nombre de puits supérieur à la moyenne ont vu leur production interrompue pour entretien au deuxième semestre, ce qui s'est répercuté encore davantage sur la production.

La production à Christina Lake a augmenté en 2015 en raison de la production provenant de puits supplémentaires, de l'atteinte de la capacité de production nominale pour la phase E et du rendement accru 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)

	2015	2014	2013
Foster Creek	1,9	8,8	5,8
Christina Lake	2,8	7,5	6,8

Les redevances ont diminué de 204 M\$, principalement à cause du recul des prix de vente du pétrole brut, qui a été atténué par l'accroissement des volumes de vente. Le calcul des redevances à Foster Creek a été effectué en fonction des profits bruts, alors qu'il était fondé sur les profits nets en 2014. Au premier trimestre de 2015, Cenovus a reçu l'approbation des organismes de réglementation lui permettant d'inclure certaines dépenses d'investissement d'exercices précédents dans son calcul des redevances. Elle a donc comptabilisé un crédit correspondant, qui a réduit le taux global des redevances. Compte non tenu de ce crédit, le taux de redevance réel à Foster Creek se serait chiffré à 3,1 % en 2015. Le taux de redevance à Christina Lake a fléchi en 2015 par suite de la baisse des prix de vente réalisés.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont baissé de 316 M\$, soit 15 %. 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. En 2015, la société a comptabilisé une réduction de valeur de 44 M\$ (6 M\$ en 2014) de ses stocks de pétrole brut fluidifié et de condensats, pour les ramener à leur valeur nette de réalisation, en raison du recul des prix du pétrole brut. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen en 2015 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.

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. 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.

La société a engagé des frais de transport plus élevés à l'égard du réseau de pipelines Trans Mountain, du fait de son engagement à long terme envers le service garanti. Les frais de transport ont aussi augmenté, car la baisse des volumes acheminés par transport ferroviaire a été plus que contrebalancée par les frais supplémentaires de location de wagons et l'augmentation des frais de chargement et de stockage. En 2015, la société a déplacé par transport ferroviaire en moyenne 7 057 barils bruts de pétrole brut par jour, dont 43 expéditions par train-bloc (7 325 barils bruts par jour, dont 47 expéditions par train-bloc).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation pour 2015 ont été la main-d'œuvre, le carburant, les réparations et la maintenance, les produits chimiques et les reconditionnements. Au total, les charges d'exploitation ont fléchi de 104 M\$, ou 3,37 \$ le baril, en raison surtout de la baisse des prix du gaz naturel qui a entraîné une diminution des coûts du carburant, d'un accroissement de la production, d'une réduction des travaux de reconditionnement et des initiatives à l'égard de la gestion de la chaîne d'approvisionnement.

Charges d'exploitation unitaires

(b/j)	2015	Variation	2014	Variation	2013
Foster Creek					
Carburant	2,80	(37) %	4,46	55 %	2,88
Autres coûts ¹⁾	9,80	(18) %	11,89	(7) %	12,74
Total	12,60	(23) %	16,35	5 %	15,62
Christina Lake					
Carburant	2,20	(40) %	3,65	20 %	3,03
Autres coûts ¹⁾	5,81	(22) %	7,44	(20) %	9,34
Total	8,01	(28) %	11,09	(10) %	12,37
Total	10,13	(25) %	13,50	(4) %	14,07

1) Pour toutes les périodes de présentation, les primes d'intéressement à long terme ont été reclassées des charges d'exploitation aux frais généraux et frais d'administration.

À Foster Creek, les coûts du carburant ont diminué en raison de la baisse du prix du gaz naturel et d'une diminution de l'utilisation de carburant par baril. Les charges d'exploitation autres que le carburant ont diminué, surtout en raison des facteurs suivants :

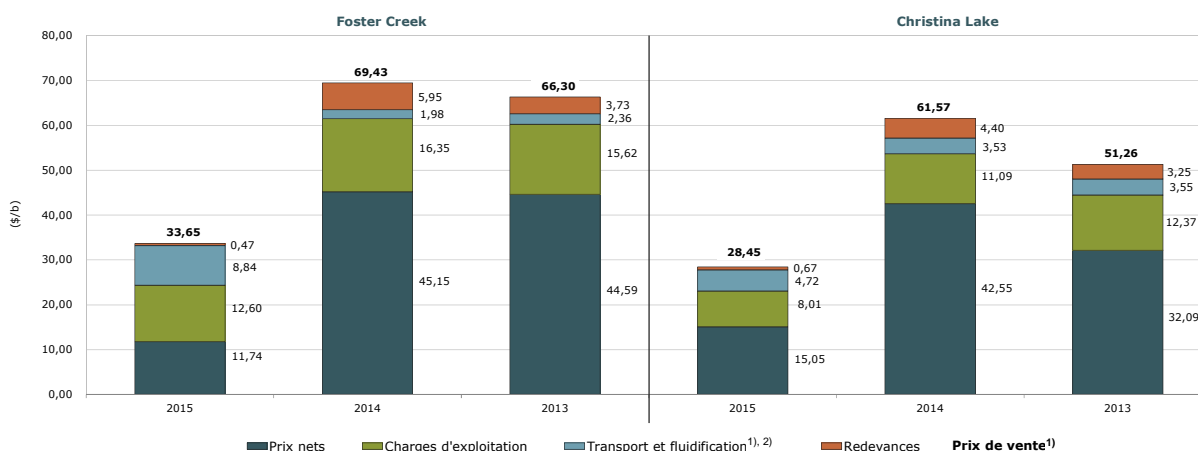
- un accroissement des volumes de production;
- une réduction des charges de reconditionnement découlant de la baisse des coûts associés à l'entretien des puits et aux remplacements de pompes;
- une baisse des coûts de l'électricité.

Toujours à Foster Creek, la diminution des charges d'exploitation autres que le carburant tenait compte de coûts supplémentaires d'environ 2,6 M\$, ou 0,11 \$ le baril, découlant de l'interruption des activités provoquée par un incendie de forêt qui s'est déclaré à proximité des installations de la société au deuxième trimestre de 2015.

À Christina Lake, le coût du carburant a fléchi par suite de la baisse du prix du gaz naturel et d'une diminution 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;
- une baisse des coûts de reconditionnement faisant suite à la diminution des remplacements de pompes;
- le fléchissement des coûts d'entretien et de maintenance grâce à la priorité accordée aux activités d'exploitation d'importance critique et au fait qu'aucun coût de révision n'a été engagé en 2015.

Prix nets opérationnels



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 27,44 \$ le baril en 2015 (42,01 \$ le baril en 2014; 42,41 \$ le baril en 2013) pour Foster Creek et à 29,50 \$ le baril (45,45 \$ le baril en 2014; 45,25 \$ le baril en 2013) pour Christina Lake. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 25 % à 33 % environ.

2) Les prix nets opérationnels ne tiennent pas compte des réductions de valeur hors trésorerie des stocks de produits en 2015 et en 2014. Il n'y a eu aucune réduction de valeur des stocks en 2013.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques en 2015 ont engendré des profits réalisés de 400 M\$ (38 M\$ en 2014), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat de la société ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Sables bitumineux – gaz naturel

Le secteur Sables bitumineux comprend les activités liées au gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Une partie de la production de gaz naturel tirée du bien situé en Athabasca sert de carburant à Foster Creek. La production de gaz naturel de la société pour 2015, déduction faite de cette consommation interne, s'est chiffrée à 19 Mpi³/j (22 Mpi³/j en 2014). Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 10 M\$ en 2015 (46 M\$ en 2014), en raison principalement de la baisse des prix de vente réalisés pour le gaz naturel.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

	2015	2014	2013
Foster Creek	403	796	797
Christina Lake	647	794	688
	1 050	1 590	1 485
Narrows Lake	47	175	152
Telephone Lake	24	112	93
Grand Rapids	38	63	39
Autres ¹⁾	26	46	116
Dépenses d'investissement²⁾	1 185	1 986	1 885

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

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

Projets existants

En 2015, 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. En 2015, les dépenses d'investissement ont diminué en raison surtout de la mise en service de la phase F au troisième trimestre de 2014.

Toujours en 2015, à Christina Lake, les dépenses d'investissement visaient des investissements de maintien liés à la production actuelle et des sommes consacrées à l'expansion des phases F et G et au projet d'optimisation. Le projet d'optimisation a été achevé et devrait contribuer 22 000 barils par jour à la capacité de production brute. Il est prévu que le projet d'optimisation contribue à l'augmentation de la production en 2016. Les dépenses d'investissement de 2015 ont été inférieures à celles de 2014, par suite de la diminution des dépenses engagées à l'égard des installations de la phase F, en partie contrebalancée par l'accroissement des investissements de maintien.

Les dépenses d'investissement à Narrows Lake en 2015 étaient axées surtout sur les travaux techniques détaillés et la réduction progressive de la construction. Les investissements ont diminué en 2015 par rapport aux périodes correspondantes de 2014 par suite de l'interruption de la construction à Narrows Lake.

Nouveaux projets

En 2015, à Telephone Lake, les dépenses d'investissement ont visé surtout le parachèvement de l'ingénierie préliminaire des installations centrales de traitement et l'aménagement préliminaire des infrastructures. Les dépenses d'investissement ont diminué en 2015, car la société n'a foré aucun puits d'exploration stratigraphique durant l'exercice (45 puits d'exploration stratigraphique en 2014).

À Grand Rapids, les dépenses d'investissement de 2015 ont visé la poursuite des activités du projet pilote de DGMV. Les dépenses d'investissement ont diminué par rapport à celles de 2014, car la société n'a foré aucun puits d'exploration stratigraphique durant l'exercice (10 puits d'exploration stratigraphique en 2014) et les travaux de démantèlement et d'enlèvement d'installations de DGMV achetées en 2014 sont terminés.

Travaux de forage¹⁾

	Puits de forage stratigraphique bruts ²⁾			Puits productifs bruts ³⁾		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Foster Creek	124	165	112	28	63	56
Christina Lake	40	57	74	67	67	35
	164	222	186	95	130	91
Narrows Lake	-	22	26	-	-	-
Telephone Lake	-	45	28	-	-	-
Grand Rapids	-	10	3	1	-	-
Autres	-	21	96	-	-	-
	164	320	339	96	130	91

1) En plus des forages susmentionnés, la société a foré 8 puits de service bruts en 2015 (3 puits de service bruts en 2014; 27 puits de service bruts en 2013).

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. En 2015, la société a foré 7 puits (14 puits en 2014; 24 puits en 2013) et mis en service un deuxième système de forage SkyStrat^{MC}.

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

Les puits de forage stratigraphique à Foster Creek et à Christina Lake sont destinés à aider à délimiter les emplacements des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et les phases d'expansion à court terme.

Dépenses d'investissement futures

Étant donné que Cenovus s'attend à ce que la faiblesse des prix des marchandises persiste assez longtemps, elle 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 des prix des marchandises, de la réalisation de compressions ultérieures de coûts, ainsi que de la stabilité accrue du cadre fiscal et réglementaire.

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 les 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. 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. En 2015, les travaux de construction 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 de 10 M\$ à 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, notamment Telephone Lake et Grand Rapids. En date de février 2016, les activités supplémentaires relatives au projet pilote de DGMV ont été reportées compte tenu de la faiblesse actuelle des prix des marchandises.

Amortissement et épuisement et coûts de prospection

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction des réserves prouvées. Le taux d'épuisement tient compte des dépenses engagées jusqu'à maintenant et des dépenses de mise en valeur qu'il faudra encore engager pour mettre en valeur les réserves prouvées. Ce taux, qui est calculé pour chaque zone, est ensuite appliqué au volume de vente et permet de déterminer la 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.

En 2015, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a augmenté de 72 M\$, surtout à cause de l'accroissement des volumes de vente et de la perte de valeur de 16 M\$ visant une usine d'acide sulfurique. Le taux d'épuisement moyen s'est établi à environ 11,65 \$ le baril en regard de 10,85 \$ le baril en 2014, étant donné que l'incidence de la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement n'a été qu'en partie contrebalancée par les ajouts aux réserves prouvées. Les coûts de mise en valeur futurs, qui composent environ 60 % de la base épuisable, se sont accrues en raison de l'inclusion de la phase J de Foster Creek.

Coûts de prospection

En 2015, il a été jugé que des coûts de 67 M\$ liés à l'amortissement et à l'épuisement qui étaient incorporés auparavant aux actifs de prospection de l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») Nord de l'Alberta ne satisfaisaient pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale et ils ont été imputés à la charge de prospection. En 2014, des coûts de 4 M\$ liés à l'échéance de contrats de location relatifs à l'UGT ont été comptabilisés à titre de charge de prospection.

HYDROCARBURES CLASSIQUES

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

Le 29 juillet 2015, la société a réalisé la vente de ses activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de redevances et de droits miniers, qui comportent quelque 4,8 millions d'acres brutes de terrains situés en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba. Une redevance sur la production que Cenovus tire de sa participation directe dans ces terrains ainsi qu'une redevance dérogatoire brute sur la production tirée des biens de Pelican Lake et de Weyburn faisaient aussi partie de la vente. La société a comptabilisé un produit d'environ 3,3 G\$ et un profit après impôt d'environ 1,9 G\$. Les volumes attribuables aux terrains assortis de droits de redevances payables par des tiers se chiffraient à environ 6 580 barils d'équivalent de pétrole par jour avant la cession.

Les autres facteurs concernant le secteur Hydrocarbures classiques en 2015 par rapport à 2014 sont les suivants :

- l'établissement à 66 627 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut, en baisse de 12 %, 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, la cession de biens non essentiels en 2014 et la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers. La production a également fléchi en raison de la réduction des dépenses d'investissement;
- la réduction de 124 M\$, ou de 2,77 \$ 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 751 M\$, soit une diminution de 29 %;
- la comptabilisation d'une perte de valeur de 184 M\$ liée à l'UGT Nord de l'Alberta en raison du recul des prix du pétrole brut et du ralentissement du plan de mise en valeur;
- la comptabilisation d'une charge de prospection de 71 M\$ liée à des actifs de prospection de pétrole avare incorporés antérieurement dont il a été estimé qu'ils ne satisfaisaient pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale.

Hydrocarbures classiques – pétrole brut

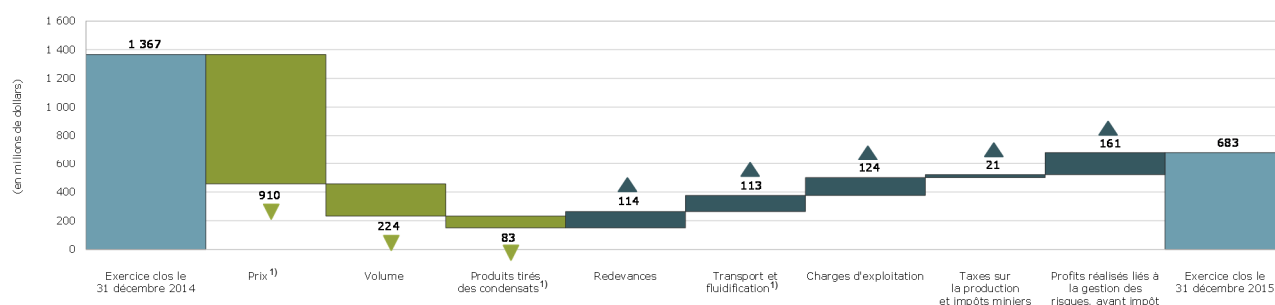
Résultats financiers et unitaires

	2015		2014		2013	
		\$ par unité ¹⁾		\$ par unité ¹⁾		\$ par unité ¹⁾
<i>(en millions de dollars, sauf indication contraire)</i>						
Chiffre d'affaires brut	1 239	51	2 456	90	2 373	85
Déduire : redevances	103	4	217	8	196	7
Produits des activités ordinaires	1 136	47	2 239	82	2 177	78
Charges						
Transport et fluidification	213	9	326	12	305	11
Activités d'exploitation ²⁾	381	15	505	19	489	18
Taxe sur la production et impôts miniers	16	1	37	1	32	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(157)	(6)	4	-	(43)	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	683	28	1 367	50	1 394	50
Dépenses d'investissement	231		812		1 167	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	452		555		227	

1) Les valeurs unitaires sont calculées en fonction du baril de pétrole brut avant fluidification.

2) Pour toutes les périodes de présentation, les primes d'intéressement à long terme ont été reclassées des charges d'exploitation aux frais généraux et frais d'administration.

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 s'est chiffré à 44,63 \$ le baril en 2015, soit 45 % de moins qu'en 2014, ce qui concorde avec le recul des prix de référence du pétrole brut.

Volumes de production

(b/j)	2015	Variation	2014	Variation	2013
Pétrole lourd	34 888	(12) %	39 546	(2) %	40 245
Pétrole léger et moyen	30 486	(12) %	34 531	(3) %	35 467
LGN	1 253	3 %	1 221	15 %	1 063
	66 627	(12) %	75 298	(2) %	76 775

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, la cession de biens non essentiels en 2014 et la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers. La production a également fléchi en raison de la réduction des dépenses d'investissement. L'apport à la production annuelle des actifs cédés s'est chiffré à 2 555 barils par jour (6 532 barils par jour en 2014).

Condensats

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 ont diminué de 114 M\$, principalement par suite d'une baisse des prix de vente réalisés 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 de la participation de la société dans des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers. Pour 2015, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 9,9 % (10,1 % en 2014).

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. En 2015, le calcul des redevances pour Pelican Lake était fonction des profits nets alors qu'il était fondé sur les produits bruts en 2014.

En 2015, 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 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 113 M\$. Les frais de fluidification ont fléchi principalement en raison de la baisse des prix des condensats. En 2015, la société a comptabilisé une réduction de valeur de 7 M\$ (12 M\$ en 2014) de ses stocks de pétrole brut et de condensats, pour les ramener à leur valeur nette de réalisation en raison du recul des prix du brut.

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 a acheminé en moyenne 597 barils par jour de pétrole brut par transport ferroviaire (2 706 barils par jour en 2014).

Charges d'exploitation

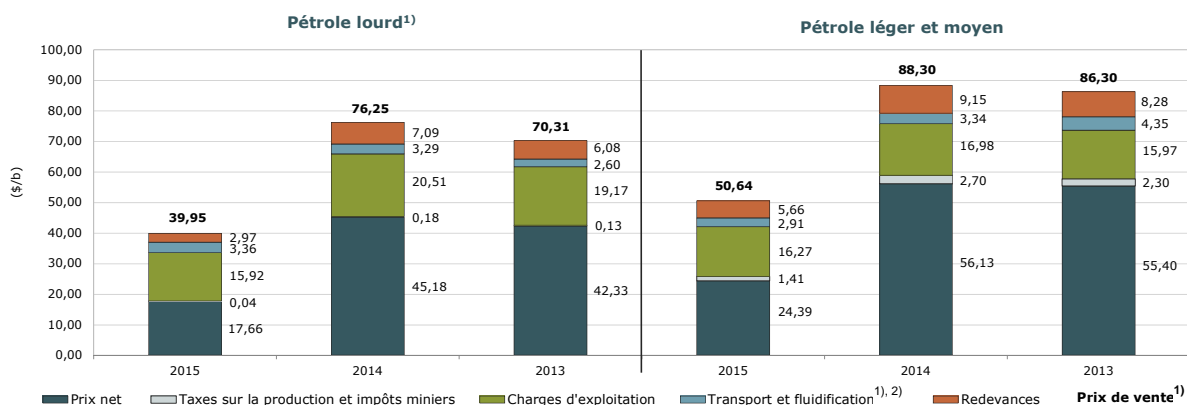
Les principales composantes des charges d'exploitation de la société en 2015 ont été la main-d'œuvre, les activités de reconditionnement, l'électricité et la consommation de produits chimiques. Les charges d'exploitation ont baissé de 124 M\$, soit 2,77 \$ le baril.

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

- la baisse des coûts des activités de reconditionnement et la diminution des coûts de réparation et de maintenance grâce à l'accent mis sur les activités critiques et la réalisation d'efficiences opérationnelles;
- la réduction des frais de transport par camion par suite de l'ajout d'infrastructures pipelinières;
- la baisse des coûts des produits chimiques par suite de l'utilisation réduite de polymères;
- la diminution des frais d'électricité du fait d'une consommation moindre attribuable, notamment, à la sortie de certains biens non essentiels ainsi qu'à la baisse des prix.

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

Prix nets opérationnels



Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques en 2015 ont donné lieu à des profits réalisés de 157 M\$ (pertes réalisées de 4 M\$ en 2014), 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)

	2015	2014	2013
Chiffre d'affaires brut	450	744	594
Déduire : redevances	11	12	8
Produits des activités ordinaires	439	732	586
Charges			
Transport et fluidification	17	20	20
Activités d'exploitation ¹⁾	175	198	208
Taxe sur la production et impôts miniers	2	9	3
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(52)	(5)	(61)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	297	510	416
Dépenses d'investissement	13	28	22
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	284	482	394

1) Pour toutes les périodes de présentation, les primes d'intéressement à long terme ont été reclassées des charges d'exploitation aux frais généraux et frais d'administration.

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

Produits des activités ordinaires

Prix

En 2015, le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a diminué de 33 % pour s'établir à 2,93 \$ le kpi³, ce qui cadre avec le recul du prix de référence AECO.

Production

La production a fléchi de 9 % pour se chiffrer à 422 Mpi³/j en 2015 (8 % et 466 Mpi³/j en 2014) 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 ont produit 10 Mpi³/j en 2015 (20 Mpi³/j en 2014).

Redevances

Les redevances ont reculé légèrement par rapport à 2014. Les redevances ont fléchi en raison de la baisse des prix et de la production, mais cette réduction a été compensée par les 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. Le taux de redevance moyen en 2015 s'est chiffré à 2,7 % (1,6 % en 2014).

Charges

Transport

En 2015, les frais de transport ont reculé par suite de la diminution des volumes de production, en partie annulée par la hausse des tarifs de transport par pipeline.

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. En 2015, les charges d'exploitation se sont repliées de 23 M\$, par suite essentiellement de la réduction des coûts de main-d'œuvre et des travaux de réparation et d'entretien, en partie contrebalancée par la baisse des volumes de production.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à des profits réalisés de 52 M\$ en 2015 (5 M\$ en 2014), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

	2015	2014	2013
Pétrole lourd	63	338	598
Pétrole léger et moyen	168	474	569
Gaz naturel	13	28	22
Dépenses d'investissement¹⁾	244	840	1 189

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

Les dépenses d'investissement ont diminué en 2015, principalement en raison de la réduction des dépenses consacrées aux activités liées au pétrole brut imputable à la faiblesse des prix des marchandises. 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 ainsi qu'aux travaux de forage des projets de pétrole avariés situés dans le sud-est de l'Alberta.

Travaux de forage

(puits nets, sauf indication contraire)

	2015	2014	2013
Pétrole brut	32	126	212
Remises en production	724	803	751
Puits de forage stratigraphique bruts	13	30	54
Autres ¹⁾	3	40	77

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

Les activités de forage ont diminué en 2015, ce qui reflète la décision de suspendre la plus grande partie du programme de forage de 2015 dans le sud de l'Alberta et la Saskatchewan en raison de la faiblesse des prix des marchandises. Au second semestre de l'exercice, de modestes travaux de forage ont repris aux projets de pétrole avariés du sud-est de l'Alberta et au projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn.

Dépenses d'investissement futures

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

Les dépenses d'investissement que la société prévoit consacrer à l'égard du pétrole brut en 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, perte de valeur du goodwill et coûts de prospection

Amortissement et épuisement

L'épuisement des biens de pétrole brut et de gaz naturel est calculé selon le mode des unités d'œuvre en fonction 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.

En 2015, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a crû de 66 M\$, étant donné que la contraction des volumes de vente a été largement annulée par les pertes de valeur et la hausse des taux d'amortissement et d'épuisement. Le taux d'épuisement moyen s'est accru d'environ 5 % en 2015 en raison de l'incidence du fléchissement des réserves prouvées imputable au ralentissement des plans de mise en valeur de la société, facteur en partie contrebalancé par la baisse des immobilisations corporelles. Les coûts de mise en valeur futurs, qui correspondent à environ 30 % de la base épuisable, n'ont essentiellement pas varié en regard de ceux de 2014.

En 2015, une perte de valeur de 184 M\$ a été comptabilisée à l'égard de l'UGT Nord de l'Alberta en raison du recul des prix du pétrole brut et du ralentissement du plan de mise en valeur. En 2015, une perte de valeur de 52 M\$ a été comptabilisée à l'égard du matériel et en 2013, la société avait comptabilisé une perte de valeur de 57 M\$ visant le bien de Lower Shaunavon vendu en juillet 2013.

Perte de valeur du goodwill

En 2014, la société a comptabilisé une perte de valeur de 497 M\$ du goodwill associée au bien de Pelican Lake. Aucune perte de valeur du goodwill n'a été comptabilisée en 2015 ou en 2013.

Coûts de prospection

En 2015, des coûts de prospection et d'évaluation de 71 M\$ (82 M\$ en 2014), antérieurement incorporés à des actifs de prospection de l'UGT Nord de l'Alberta et de la Saskatchewan qui ne satisfaisaient pas aux exigences de faisabilité technique et de viabilité commerciale, ont été comptabilisés en tant que coûts de prospection.

En 2013, ont été comptabilisées une charge de prospection de 50 M\$ et une charge préalable à la prospection de 64 M\$.

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.

En 2015, par rapport à 2014, les principaux facteurs qui ont influé sur le secteur Raffinage et commercialisation sont les suivants :

- la clôture de la transaction d'achat visant un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut pour 75 M\$, ajustements en sus; l'exploitation du terminal a débuté en août 2015 et 34 trains-blocs ont été chargés, dont 20 pour le compte de tiers;
- l'augmentation de 79 % des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui se sont chiffrés à 385 M\$, surtout à cause de l'amélioration des marges sur la vente de produits secondaires, de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et de la hausse des marges de craquage, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation du coût d'alimentation en brut lourd des raffineries par rapport au prix de référence du WTI et l'accroissement des charges d'exploitation;
- la réception du permis visant le projet de décongestion de Wood River;
- les activités de révision prévues aux raffineries de Borger et de Wood River;
- l'exportation de pétrole brut provenant de la côte américaine du golfe du Mexique en vue d'élargir l'accès au marché de sa production de pétrole brut.

Exploitation des raffineries¹⁾

	2015	2014	2013
Capacité liée au pétrole brut²⁾ (kb/j)	460	460	457
Production de pétrole brut (kb/j)	419	423	442
Pétrole brut lourd	200	199	222
Pétrole léger ou moyen	219	224	220
Produits raffinés (kb/j)	444	445	463
Essence	228	231	232
Distillats	137	137	144
Autres	79	77	87
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	91	92	97

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. Le raffinage de pétrole brut lourd témoigne encore une fois de la capacité de la société à intégrer sa production de pétrole lourd sur le plan économique. L'escompte du WCS par rapport au WTI est avantageux pour les activités de raffinage, car le traitement de pétrole brut lourd permet de réduire le coût de l'alimentation des raffineries.

En 2015, la production de pétrole brut et de produits raffinés a été légèrement inférieure à celle de 2014. Les interruptions de service non planifiées et la révision prévue au calendrier exécutée aux deux raffineries en 2015 ont eu une incidence sur la production de pétrole brut et de produits raffinés semblable à celle de l'interruption de service et des révisions qui avaient eu lieu en 2014.

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 capacité de Cenovus à traiter divers types de pétrole brut crée un avantage sur les coûts de la charge d'alimentation, puisque les raffineries traitent du pétrole brut moins coûteux. Les volumes de brut lourd traité, 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 volume de brut lourd traité en 2015 a augmenté légèrement par rapport à celui de 2014.

Résultats financiers

(en millions de dollars)

	2015	2014	2013
Produits des activités ordinaires	8 805	12 658	12 706
Produits achetés	7 709	11 767	11 004
Marge brute	1 096	891	1 702
Charges			
Charges d'exploitation ¹⁾	754	703	538
(Profits) pertes liés à la gestion des risques	(43)	(27)	19
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	385	215	1 145
Dépenses d'investissement	248	163	107
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	137	52	1 038

1) Pour toutes les périodes de présentation, les primes d'intéressement à long terme ont été reclassées des charges d'exploitation aux frais généraux et frais d'administration.

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.

En 2015, la marge brute s'est élargie, principalement pour les raisons suivantes :

- l'amélioration des marges réalisées sur la vente de produits secondaires, comme le coke et le bitume, car les coûts globaux de la charge d'alimentation ont diminué, ce qui concorde avec le recul du prix du WTI;
- la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain;
- la réduction de valeur de 15 M\$ des stocks de produits raffinés contre une perte de valeur de 113 M\$ en 2014.

L'amélioration de la marge brute a été en partie annulée par l'augmentation des coûts d'alimentation en pétrole brut lourd par rapport au WTI, qui cadre avec le rétrécissement de l'écart entre le WTI et le WCS.

L'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain en 2015, comparativement à 2014, a eu une incidence favorable d'environ 143 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 »). En 2015, le coût associé aux NIR s'est chiffré à 200 M\$ (123 M\$ en 2014). L'augmentation coïncide avec la hausse du prix de référence des NIR sur l'éthanol.

En 2015, les produits des activités ordinaires et les produits achetés tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation ont diminué de 36 % et de 38 %, respectivement, par rapport à 2014, surtout à cause du recul des prix de vente, qui a été neutralisé en partie par l'accroissement des volumes de brut achetés.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation en 2015 ont été la maintenance, la main-d'œuvre, les services publics et les fournitures. Les charges d'exploitation présentées ont augmenté en 2015 par rapport à 2014, en raison 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.

Raffinage et commercialisation – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)

	2015	2014	2013
Raffinerie de Wood River	162	101	64
Raffinerie de Borger	78	61	42
Commercialisation	8	1	1
	248	163	107

Les dépenses d'investissement engagées en 2015 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. La société a reçu au premier trimestre de 2015 le permis visant son projet de décongestion pour la raffinerie de Wood River; le projet devrait pouvoir 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 35 M\$ en 2015, 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 de 2015 ont donné lieu à des pertes latentes de 195 M\$ (profits latents de 596 M\$ en 2014). 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)	2015	2014	2013
Frais généraux et frais d'administration ¹⁾	335	379	365
Charges financières	482	445	529
Produits d'intérêts	(28)	(33)	(96)
(Profit) perte de change, montant net	1 036	411	208
Frais de recherche	27	15	24
(Profits) pertes à la sortie d'actifs	(2 392)	(156)	1
Autre (produit) perte, montant net	2	(4)	2
	(538)	1 057	1 033

1) Pour toutes les périodes de présentation, les primes d'intéressement à long terme ont été reclassées des charges d'exploitation aux frais généraux et frais d'administration.

Charges

Frais généraux et frais d'administration

En 2015, 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 87 M\$ surtout en raison des compressions de personnel et de la hausse des primes d'intéressement à long terme du fait du recul du cours de l'action de la société, facteurs compensés par les indemnités de départ d'environ 43 M\$. La baisse des dépenses discrétionnaires a également contribué à la diminution globale des frais généraux et des frais d'administration.

Charges financières

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme, les emprunts à court terme et l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, outre la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. En 2015, les charges financières ont crû de 37 M\$ en regard de celles de 2014 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, facteur en partie contrebalancé par la baisse des intérêts sur l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, lequel a été remboursé au premier trimestre de 2014.

En 2015, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus, compte non tenu de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains, était de 5,3 % (5,0 % en 2014).

Change

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
(Profit) perte de change latent	1 097	411	40
(Profit) perte de change réalisé	(61)	-	168
	1 036	411	208

La majorité des pertes de change latentes découle de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Le dollar canadien a perdu 16 % par rapport au dollar américain entre le 31 décembre 2014 et le 31 décembre 2015, de sorte que la société a comptabilisé une perte latente de 1 097 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 78 M\$ en 2015 (83 M\$ en 2014).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Charge d'impôt exigible			
Canada	586	94	143
États-Unis	(12)	(2)	45
Total de la charge (de l'économie) d'impôt exigible	574	92	188
Charge (économie) d'impôt différé	(655)	359	244
	(81)	451	432

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)	2015	2014	2013
Résultat avant impôt sur le résultat	537	1 195	1 094
Taux prévu par la loi au Canada	26,1 %	25,2 %	25,2 %
Impôt sur le résultat attendu	140	301	276
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :			
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	(41)	(43)	87
Rémunération à base d'actions non déductible	7	13	10
Pertes en capital non imposables	137	74	6
Pertes en capital non comptabilisées découlant d'écarts de change latents	135	50	25
Ajustements découlant de déclarations antérieures	(55)	(16)	(13)
Décomptabilisation (comptabilisation) de pertes en capital	(149)	(9)	15
Comptabilisation de la base fiscale des actifs américains	(415)	-	-
Modification du taux prévu par la loi	161	-	-
Profit (perte) de change exclu du résultat net	-	(13)	19
Perte de valeur du goodwill	-	125	-
Autres	(1)	(31)	7
Total de l'impôt	(81)	451	432
Taux d'imposition effectif	(15,1) %	37,7 %	39,5 %

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.

En 2015, la charge d'impôt exigible a augmenté en raison de la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers et du calendrier de comptabilisation du résultat de la coentreprise aux fins de l'impôt. De la charge d'impôt exigible de 574 M\$, une tranche de 391 M\$ est attribuée à la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers.

La société a comptabilisé une économie d'impôt différé de 415 M\$ qui découle d'un ajustement apporté à la base fiscale des actifs de raffinage de la société. L'accroissement de la base fiscale découle du fait qu'un partenaire de Cenovus a comptabilisé un profit imposable sur sa participation dans WRB Refining LP (« WRB ») qui, en raison d'un choix fait auprès des autorités fiscales américaines, a été ajouté à la base fiscale des actifs de WRB. L'économie d'impôt différé est attribuable au calendrier de comptabilisation du résultat de la coentreprise, aux pertes latentes liées à la gestion des risques, à la résorption d'autres différences temporaires et aux pertes d'exploitation de l'exercice en cours; ces éléments ont été en partie contrebalancés par une charge non récurrente d'environ 161 M\$ provenant de la réévaluation d'un passif d'impôt différé faisant suite au relèvement du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui est passé de 10 % à 12 % le 1^{er} juillet 2015.

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 pour 2015 et le taux prévu par la loi s'explique par l'accroissement de la base fiscale relative aux actifs américains de la société et par la constatation de l'avantage fiscal associé aux pertes en capital; il a été contrebalancé en partie par des pertes de change latentes non déductibles et la charge d'impôt différé non récurrente occasionnée par le relèvement du taux d'imposition des sociétés en Alberta.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Les résultats des huit derniers trimestres ont été marqués surtout par l'accroissement des volumes de production de pétrole brut et les fluctuations des prix des marchandises. La production de pétrole brut au quatrième trimestre de 2015 a augmenté de 6 % par rapport au quatrième trimestre de 2013, alors que la production de gaz naturel a fléchi de 18 % par rapport au quatrième trimestre de 2013. Les prix moyens pour le pétrole brut et le gaz naturel au quatrième trimestre de 2015 ont baissé respectivement de 53 % et de 13 % en regard du quatrième trimestre de 2013.

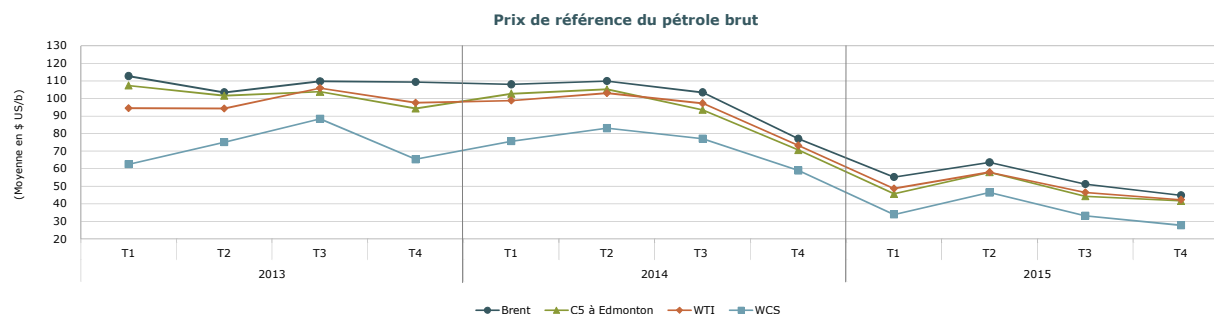
(en millions de dollars, sauf les montants par action, à moins d'indication contraire)	2015				2014				T4 2013
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	
Volumes de production									
Pétrole brut (b/j)	199 556	210 422	199 954	218 020	216 177	199 089	201 688	196 854	188 743
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	424	430	450	462	479	489	507	476	514
Activités de raffinage									
Pétrole brut traité (kb/j)	405	394	441	439	420	407	466	400	447
Produits raffinés (kb/j)	430	414	462	469	442	429	489	420	469
Produits des activités ordinaires	2 924	3 273	3 726	3 141	4 238	4 970	5 422	5 012	4 747
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation^{1), 2)}	357	602	932	548	537	1 156	1 305	1 181	976
Flux de trésorerie¹⁾	275	444	477	495	401	985	1 189	904	835
dilués par action	0,33	0,53	0,58	0,64	0,53	1,30	1,57	1,19	1,10
Résultat d'exploitation¹⁾	(438)	(28)	151	(88)	(590)	372	473	378	212
dilué par action	(0,53)	(0,03)	0,18	(0,11)	(0,78)	0,49	0,62	0,50	0,28
Résultat net	(641)	1 801	126	(668)	(472)	354	615	247	(58)
de base par action	(0,77)	2,16	0,15	(0,86)	(0,62)	0,47	0,81	0,33	(0,08)
dilué par action	(0,77)	2,16	0,15	(0,86)	(0,62)	0,47	0,81	0,33	(0,08)
Dépenses d'investissement³⁾	428	400	357	529	786	750	686	829	898
Dividendes									
Dividendes en numéraire	132	133	125	138	201	201	201	202	183
En actions émises sur le capital autorisé	-	-	98	84	-	-	-	-	-
Par action	0,16	0,16	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662	0,242

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

2) Pour toutes les périodes de présentation, les primes d'intéressement à long terme ont été reclassées des charges d'exploitation aux frais généraux et frais d'administration. Les flux de trésorerie, le résultat d'exploitation et le résultat net n'ont fait l'objet d'aucune modification.

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

Un recul important des prix des marchandises s'est produit à la fin de 2014 et s'est poursuivi tout au long de 2015. La baisse des prix de référence du pétrole brut et des produits raffinés s'est répercutée sur les résultats financiers de la société au quatrième trimestre. Au quatrième trimestre de 2015, les prix de référence du Brent et du WTI avaient diminué de 42 % en regard de 2014, alors que le prix moyen du WCS en dollars américains avait glissé de 53 %.



Comparaison des résultats d'exploitation du quatrième trimestre de 2015 et du quatrième trimestre de 2014

Volumes de production

La production totale de pétrole brut a reculé de 8 %, surtout du fait des baisses normales de rendement prévues, de la vente des activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers et du fléchissement de la production à Foster Creek. La production du quatrième trimestre a été inférieure à celle de la période correspondante de 2014. 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, nous avons 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 des volumes au quatrième trimestre. De plus, alors que les interruptions de puits à Foster Creek étaient conformes aux fourchettes prévues pour 2015, un nombre de puits supérieur à la moyenne ont vu leur production interrompue pour entretien au deuxième semestre, ce qui s'est répercuté encore davantage sur la production.

Ces réductions ont été partiellement contrebalancées par la hausse de la production à Christina Lake et par la performance fructueuse des puits horizontaux du sud de l'Alberta. Les volumes attribuables aux terrains assortis de droits de redevances payables par des tiers se chiffraient à environ 6 580 barils d'équivalent de pétrole par jour avant la cession.

Au quatrième trimestre de 2015, la production de gaz naturel a diminué de 11 % en raison des baisses normales de rendement prévues. La société a continué d'affecter ses investissements en priorité aux projets à rendement élevé et a consacré la plus grande partie de ses dépenses d'investissement totales aux biens pétroliers.

Activités de raffinage

Le pétrole brut traité et la production de produits raffinés ont diminué, car la révision prévue au calendrier à la raffinerie de Wood River en 2015 était de plus grande envergure que celle de 2014. En outre, plusieurs interruptions de service non planifiées se sont produites à la raffinerie de Wood River au quatrième trimestre de 2015.

Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires ont diminué de 1 314 M\$, ou 31 %, en raison surtout des facteurs suivants :

- les produits du secteur Raffinage et commercialisation ont reculé de 743 M\$ principalement par suite de la diminution des prix des produits raffinés, qui cadre avec la baisse de 37 % des prix de référence moyens des produits raffinés, et de la réduction de la production de produits raffinés;
- les volumes de vente du pétrole brut et du gaz naturel ont fléchi respectivement de 2 % et de 11 %;
- le prix de vente moyen du pétrole brut (compte non tenu des opérations de couverture financière) a baissé de 50 %, pour s'établir à 27,63 \$ le baril;
- le prix du gaz naturel (compte non tenu des opérations de couverture financière) a reculé de 29 % pour s'établir à 2,78 \$ le kpi³.

La diminution des produits des activités ordinaires a été en partie compensée par les facteurs suivants :

- les redevances sur le pétrole brut ont baissé de 68 M\$;
- les volumes de condensats utilisés dans la fluidification visant la production de bitume et de pétrole lourd de la société ont augmenté.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué de 180 M\$, ou 34 %, au cours du trimestre clos le 31 décembre 2015 en regard de la période correspondante de 2014. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en amont ont baissé de 54 % en raison du fléchissement des prix du pétrole brut et du gaz naturel ainsi que de la contraction des volumes de vente de pétrole brut et de gaz naturel, facteurs en partie compensés par la hausse des profits réalisés liés à la gestion des risques et de la baisse des redevances du fait du glissement des prix de vente du pétrole brut.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté de 88 % pour se solder par des sorties de 40 M\$. L'accroissement est attribuable à l'amélioration des marges réalisées sur la vente de produits secondaires, à l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, à l'augmentation des marges de craquage moyennes sur le marché et à la baisse des pertes de valeur sur les stocks de produits raffinés, facteurs en partie compensés par la réduction de la production de produits raffinés et la hausse des charges d'exploitation.

Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie ont baissé de 126 M\$, ou 31 %, au quatrième trimestre de 2015, comparativement au trimestre correspondant de 2014, principalement en raison de la diminution susmentionnée des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de la croissance des frais généraux et frais d'administration imputable aux

indemnités de départ liées aux compressions de personnel déjà annoncées, facteurs en partie compensés par l'augmentation de l'économie d'impôt exigible.

Résultat d'exploitation

Au quatrième trimestre de 2015, la perte d'exploitation s'est établie à 438 M\$ contre une perte de 590 M\$ au trimestre correspondant de 2014. L'amélioration découle principalement de l'absence de perte de valeur du goodwill en 2015 contre une perte de valeur du goodwill de 497 M\$ en 2014 et de la hausse de l'économie d'impôt sur le résultat, facteurs en partie compensés par la baisse des flux de trésorerie, de l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement et de l'accroissement de la charge de prospection.

Résultat net

En 2015, la perte nette de Cenovus tenait compte de pertes latentes liées à la gestion des risques de 26 M\$ et d'une perte de change autre que d'exploitation de 212 M\$ outre la perte d'exploitation susmentionnée. En 2014, la perte nette de la société était moindre en raison de profits latents liés à la gestion des risques de 416 M\$, en partie contrebalancés par la perte d'exploitation plus élevée et des pertes de change autres que d'exploitation de 186 M\$.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement du quatrième trimestre de 2015 se sont chiffrées à 428 M\$, soit 46 % de moins qu'au trimestre correspondant de 2014 surtout à cause de la diminution des dépenses engagées à l'égard du secteur Sables bitumineux et du secteur Hydrocarbures classiques. Les dépenses d'investissement ont été comprimées en vue de préserver la trésorerie et de maintenir la vigueur de la situation financière de la société eu égard à la faiblesse généralisée des prix des marchandises.

RÉSERVES ET RESSOURCES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Cenovus retient les services d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI ») pour qu'ils évaluent ses réserves de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen, de LGN, de gaz naturel et de méthane de houille et ses ressources éventuelles et prometteuses de bitume, lesquelles peuvent devenir productives à l'aide d'une technologie éprouvée, et ils préparent des rapports sur la totalité de celles-ci.

La vente des activités liées aux terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers a eu une incidence minime sur les réserves de la société, avant redevances. En revanche, les réserves prouvées et les ressources prouvées et probables de Cenovus, après redevances, ont baissé de 27 kbep et de 39 kbep, respectivement.

Les autres facteurs déterminants de 2015, comparativement à 2014, sont notamment les suivants :

- les réserves prouvées de bitume ont augmenté de 11 % en raison de l'ajout de 234 millions de barils des réserves prouvées de Christina Lake du fait du rendement accru des réservoirs et de l'autorisation des organismes de réglementation visant l'expansion de la zone de Kirby East permettant de convertir les réserves probables en réserves prouvées;
- les réserves prouvées et probables demeurent stables en raison du rendement amélioré des réservoirs à Foster Creek et à Christina Lake qui a contrebalancé la production;
- en ce qui concerne le pétrole lourd, les réserves prouvées ont reculé de 15 %, et les réserves prouvées et probables, de 21 %; cette diminution est le fait du report d'un programme de forage à Pelican Lake, de l'incidence de la faiblesse des prix du pétrole brut et de la perte des réserves non mises en valeur à Elk Point en raison de la médiocrité des données économiques;
- en ce qui concerne le pétrole léger et moyen et les LGN, les réserves prouvées ont fléchi de 8 % et les réserves prouvées et probables, de 7 % étant donné que la production est supérieure aux ajouts;
- en ce qui a trait au gaz naturel, les réserves prouvées ont fléchi de 9 % et les réserves prouvées et probables, de 10 %, car les ajouts et l'amélioration de la performance ont été largement contrebalancés par des réductions imputables à la production;
- en ce qui concerne le bitume, les ressources éventuelles économiques selon la meilleure estimation sont demeurées stables à 9,3 milliards de barils alors que les ressources prometteuses selon la meilleure estimation ont baissé légèrement pour s'établir à 7,4 milliards de barils. Les facteurs expliquant ces variations sont les suivants :
 - le programme réduit de forage de puits stratigraphiques a donné lieu à des révisions négligeables des ressources éventuelles;
 - de légères modifications cartographiques ainsi que l'expiration de modestes contrats de location ont donné lieu à une légère diminution des ressources prometteuses.

Les données relatives aux réserves et ressources présentées ci-dessous en date du 31 décembre 2015 se fondent sur les prix et le taux d'inflation prévisionnels établis par McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« McDaniel ») au 1^{er} janvier 2016, et l'information comparative au 31 décembre 2014 se fonde sur les prix et le taux d'inflation prévisionnels établis par McDaniel au 1^{er} janvier 2015.

Réserves

31 décembre (avant redevances)	Bitume (Mb)		Pétrole lourd (Mb)		Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)		Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Prouvées	2 183	1 970	133	156	110	120	721	796
Probables	1 115	1 330	87	123	44	46	232	260
Prouvées et probables	3 298	3 300	220	279	154	166	953	1 056

Rapprochement des réserves prouvées

(avant redevances)	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)
31 décembre 2014	1 970	156	120	796
Extensions et amélioration du taux de récupération	188	-	1	8
Révisions techniques	76	(10)	1	79
Facteurs économiques	-	-	(1)	(1)
Production ¹⁾	(51)	(13)	(11)	(161)
31 décembre 2015	2 183	133	110	721
Variation en glissement annuel	213	(23)	(10)	(75)
	11 %	(15) %	(8) %	(9) %

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

Rapprochement des réserves probables

(avant redevances)	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)
31 décembre 2014	1 330	123	46	260
Extensions et amélioration du taux de récupération	-	-	1	7
Révisions techniques	(215)	(36)	(4)	(36)
Facteurs économiques	-	-	1	1
31 décembre 2015	1 115	87	44	232
Variation en glissement annuel	(215)	(36)	(2)	(28)
	(16) %	(29) %	(4) %	(11) %

Ressources éventuelles économiques et ressources prometteuses

31 décembre (en milliards de barils, avant redevances)	Bitume	
	2015	2014
Ressources éventuelles économiques¹⁾		
Meilleure estimation	9,3	9,3
Ressources prometteuses^{1), 2)}		
Meilleure estimation	7,4	7,5

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

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

D'autres informations sur l'évaluation des réserves de la société, et la communication de l'information connexe, conformément au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières (le « Règlement 51-101 »), ainsi que les risques et incertitudes de nature significative visant l'estimation des réserves et des ressources éventuelles et prometteuses sont présentées dans la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. D'autres informations visant les ressources éventuelles et prometteuses, notamment la description des projets, les facteurs importants se rapportant aux ressources estimatives et aux éventualités qui interdisent le classement des ressources éventuelles dans les réserves sont présentées dans le rapport complémentaire sur les ressources éventuelles et prometteuses pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 (le « rapport sur les ressources »). La notice annuelle et le rapport sur les ressources se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, ainsi que sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	2015	2014	2013
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation	1 474	3 526	3 539
Activités d'investissement	888	(4 350)	(1 519)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	2 362	(824)	2 020
Activités de financement	894	(797)	(726)
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(34)	52	(2)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	3 222	(1 569)	1 292
31 décembre	2015	2014	2013
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 105	883	2 452
Facilités engagées et n'ayant fait l'objet d'aucun prélèvement	4 000	3 000	3 000

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont décliné en 2015, 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 4 337 M\$ au 31 décembre 2015, contre 772 M\$ au 31 décembre 2014. L'augmentation du fonds de roulement provient principalement du produit en trésorerie tiré de la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en juillet 2015 et de l'émission d'actions ordinaires au premier trimestre de 2015.

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

Activités d'investissement

En 2015, les flux de trésorerie provenant des activités d'investissement sont principalement attribuables à la cession des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en 2015. En 2014, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement avaient trait au remboursement de 1,4 G\$ US visant l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise. La baisse des dépenses d'investissement en 2015 a également contribué à la hausse des flux de trésorerie provenant des activités d'investissement.

Activités de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont augmenté en 2015, principalement en raison du produit net issu de l'émission d'actions ordinaires et des économies en trésorerie liées au RRD. La société a émis 67,5 millions d'actions ordinaires au prix de 22,25 \$ l'action, pour un produit net de 1,4 G\$ au premier trimestre de 2015. La société a l'intention d'affecter le produit net au financement partiel de son programme de dépenses d'investissement de 2016 et à ses besoins généraux.

En 2015, la société a versé un dividende de 0,8524 \$ par action, soit 710 M\$ dont une tranche de 528 M\$ a été versée en numéraire et une tranche de 182 M\$ a été réinvestie en actions ordinaires par l'intermédiaire du RRD (1,0648 \$ par action, soit 805 M\$, entièrement versés en numéraire, en 2014). La déclaration d'un dividende est à l'entière discrétion du conseil d'administration et réexaminée tous les trimestres.

La dette à long terme de la société se chiffrait à 6 525 M\$ au 31 décembre 2015 (5 458 M\$ au 31 décembre 2014). 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. L'augmentation de 1 067 M\$ de la dette à long terme est imputable à l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Au 31 décembre 2015, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

Sources de liquidités disponibles

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

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient disponibles au 31 décembre 2015 :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 105	Sans objet
Facilité de crédit engagée	1 000	Novembre 2017
Facilité de crédit engagée	3 000	Novembre 2019
Prospectus préalable de base aux États-Unis ¹⁾	2 000 \$ US	Juillet 2016
Prospectus préalable de base au Canada ¹⁾	1 500	Juillet 2016

1) Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

Facilité de crédit engagée

En 2015, Cenovus a renégocié sa facilité de crédit engagée de 3,0 G\$; la date d'échéance de celle-ci a été prorogée au 30 novembre 2019. En outre, une nouvelle tranche de 1,0 G\$, qui arrive à échéance le 30 novembre 2017, a été établie aux termes de la même facilité. Au 31 décembre 2015, une somme de 4,0 G\$ de la facilité de crédit engagée était toujours à la disposition de la société.

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

Prospectus préalable de base aux États-Unis et au Canada

Le 24 juin 2014, la société a déposé un prospectus préalable de base aux États-Unis visant le placement de billets non garantis de 2,0 G\$ US, qui remplace le prospectus équivalent précédent daté du 6 juin 2012 et modifié le 9 mai 2013. Ce prospectus prévoit l'émission de billets à moyen terme libellés en dollars américains ou dans d'autres devises, de temps à autre, par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs placements. Les modalités des billets, notamment les taux d'intérêt fixes ou flottants et les dates d'échéance, seront déterminées à la date de l'émission.

Le 25 juin 2014, la société a déposé un prospectus préalable de base au Canada visant le placement de billets à moyen terme non garantis de 1,5 G\$, qui remplace le prospectus équivalent précédent daté du 24 mai 2012. Ce prospectus prévoit l'émission de billets à moyen terme libellés en dollars canadiens ou dans d'autres devises, de temps à autre, par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs placements. Les modalités des billets, notamment les taux d'intérêt fixes ou flottants et les dates d'échéance, seront déterminées à la date de l'émission.

Au 31 décembre 2015, aucun billet n'avait été émis aux termes du prospectus préalable de base aux États-Unis ou du prospectus préalable de base au Canada actuellement valides.

La société a l'intention de déposer un nouveau prospectus avant la fin de la période de validité des prospectus susmentionnés.

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.

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 accru de la dette, qui découle de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, a été compensé par l'accroissement des capitaux propres par suite de l'émission d'actions ordinaires. Quant à l'augmentation du ratio de la dette sur le BAIIA ajusté, elle découle aussi du solde accru de la dette par suite des variations du change ainsi que de la baisse du BAIIA ajusté causée principalement par le recul des flux de trésorerie imputable à la faiblesse des prix des marchandises.

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

31 décembre	2015	2014	2013
Dette	6 525	5 458	4 997
Capitaux propres	12 391	10 186	9 946
Capitaux permanents	18 916	15 644	14 943
Ratio dette/capitaux permanents	34 %	35 %	33 %
Dette nette ¹⁾	2 420	4 575	4 070
Capitaux propres	12 391	10 186	9 946
Capitaux permanents	14 811	14 761	14 016
Ratio dette nette/capitaux permanents	16 %	31 %	29 %

1) La dette nette s'entend de la dette et des parties courante et non courante de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

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

31 décembre	2015	2014	2013
Dette	6 525	5 458	4 997
Dette nette¹⁾	2 420	4 575	4 070
BAIIA ajusté			
Résultat net	618	744	662
Ajouter (déduire) :			
Charges financières	482	445	529
Produits d'intérêts	(28)	(33)	(96)
Charge d'impôt sur le résultat	(81)	451	432
Amortissement et épuisement	2 114	1 946	1 833
Perte de valeur du goodwill	-	497	-
Perte de valeur des actifs de prospection et d'évaluation	138	86	50
(Profit) perte latent(e) lié à la gestion des risques	195	(596)	415
(Profit) perte de change, montant net	1 036	411	208
(Profit) perte à la sortie d'actifs	(2 392)	(156)	1
Autre (profit) perte, montant net	2	(4)	2
	2 084	3 791	4 036
Ratio dette/BAIIA ajusté	3,1 x	1,4 x	1,2 x
Ratio dette nette/BAIIA ajusté	1,2 x	1,2 x	1,0 x

1) La dette nette s'entend de la dette et des parties courante et non courante de l'effet à payer lié à l'apport à la coentreprise, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

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

Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

Au 31 décembre 2015, environ 833 millions d'actions ordinaires étaient en circulation (757 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2014). Cenovus a émis 76,2 millions d'actions ordinaires en 2015, à savoir 8,7 millions d'actions aux termes du RRD et 67,5 millions d'actions dans le cadre d'une émission d'actions ordinaires au premier trimestre de 2015.

Aux termes du RRD, les actionnaires peuvent réinvestir leurs dividendes dans des actions ordinaires supplémentaires. À la discrétion de la société, les actions ordinaires supplémentaires peuvent être émises sur le capital social autorisé ou rachetées sur le marché. Au cours du premier semestre de 2015, des actions émises sur le capital social autorisé ont été émises aux participants du RRD à un escompte de 3 % sur le cours moyen, selon la définition qui en est donnée par le RRD; ces émissions se sont traduites par une économie de 177 M\$ en trésorerie. Pour le second semestre de l'exercice, les actions ordinaires acquises par le RRD ont été rachetées sur le marché libre. Se reporter à l'adresse cenovus.com pour en savoir plus.

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

31 janvier 2016	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercés (en milliers)
Actions ordinaires	833 290	s. o.
Options sur actions	43 660	25 892
Autres régimes de rémunération à base d'actions	10 257	1 488

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.

Les obligations contractuelles exposées dans le tableau ci-dessous ont été classées en obligations d'exploitation, d'investissement ou de financement selon le type de flux de trésorerie auxquels elles donneront lieu :

(en millions de dollars)	Date de paiement prévue					Par la suite	Total
	2016	2017	2018	2019	2020		
Exploitation							
Transport et stockage ¹⁾	702	715	780	774	901	23 537	27 409
Contrats de location simple (baux à construction)	116	120	156	153	151	2 647	3 343
Achats de produits	84	3	-	-	-	-	87
Autres engagements à long terme	45	31	24	26	15	125	266
Intérêts sur la dette à long terme	349	349	349	349	247	4 193	5 836
Passifs relatifs au démantèlement	34	28	28	30	36	6 509	6 665
Total des obligations d'exploitation	1 330	1 246	1 337	1 332	1 350	37 011	43 606
Investissement							
Engagements relatifs à des dépenses d'investissement	61	14	4	-	-	-	79
Total des obligations d'investissement	61	14	4	-	-	-	79
Financement							
Dette à long terme (capital seulement)	-	-	-	1 799	-	4 775	6 574
Total des obligations de financement	-	-	-	1 799	-	4 775	6 574
Total des paiements²⁾	1 391	1 260	1 341	3 131	1 350	41 786	50 259
Ventes de produits à prix fixe	55	3	-	-	-	-	58

1) Certains engagements liés au transport inclus sont assujettis à l'approbation des organismes de réglementation.

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

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

Les engagements découlant de divers contrats de transport fermes par pipeline se sont établis à 27 G\$, essentiellement sans variation par rapport à 2014. La diminution des obligations découlant de modifications touchant le projet d'oléoduc Énergie Est de TransCanada a été compensée par l'accroissement des engagements en dollars américains attribuable à la dépréciation du dollar canadien en regard du dollar américain et de la hausse des coûts et des droits prévus aux engagements déjà conclus.

La société continue de se concentrer sur ses stratégies à court et à moyen terme afin d'accéder à de nouveaux marchés pour sa production de pétrole brut, comme le montrent l'achat d'un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut et l'exportation du pétrole brut à partir de la côte américaine du golfe du Mexique. Cenovus demeure en faveur des pipelines projetés qui la relieraient aux nouveaux marchés aux États-Unis et à l'échelle mondiale, tout en achevant sa production de pétrole brut par transport ferroviaire, en évaluant les options qui lui permettraient de maximiser la valeur de son pétrole au moyen d'une gamme accrue de produits, notamment les bitumes dilués existants (« dilbit »), le bitume sous-fluidifié ou le bitume déshydraté, outre les expansions possibles de sa capacité de raffinage à mesure que s'accroît la production.

Au 31 décembre 2015, Cenovus était toujours partie à des contrats physiques à prix fixe à long terme relativement au gaz naturel prévoyant la livraison à court terme d'environ 29 Mpi³/j, assujettis à des modalités et volumes divers, qui sont en vigueur jusqu'en 2017. Le volume total devant être livré aux termes de ces contrats s'élève à 11 Gpi³ au prix moyen pondéré de 4,94 \$ le kpi³.

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

Actions en justice

Cenovus est partie à un nombre restreint d'actions en justice dans le cours normal de ses activités, 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.

Transactions entre parties liées

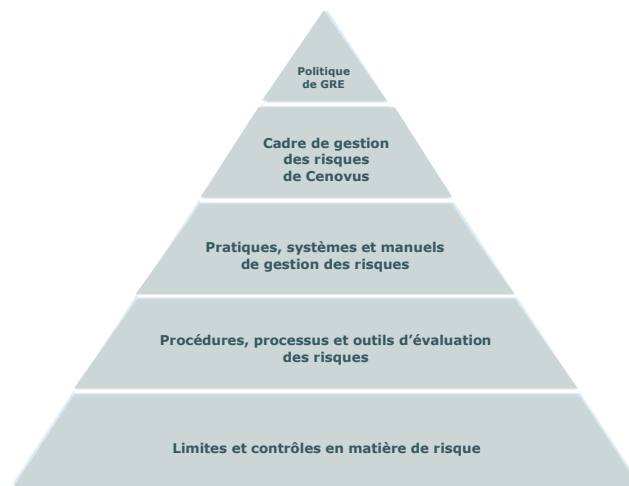
Cenovus n'a effectué aucune transaction avec des parties liées au cours des exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014, sauf en ce qui a trait à la rémunération des principaux dirigeants. Pour obtenir un sommaire de la rémunération des principaux dirigeants, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

GESTION DES RISQUES

Dans la poursuite de ses objectifs stratégiques, Cenovus est exposée à divers risques. Certains de ces risques visent le secteur pétrolier et gazier dans son ensemble tandis que d'autres sont propres aux activités de la société. Grâce à son programme de gestion des risques d'entreprise (« GRE »), Cenovus est en mesure de déterminer, d'évaluer, de classer et de gérer les risques à la grandeur de son entreprise.

Gouvernance en matière de risques

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



Évaluation des risques

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

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

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

Facteurs de risque significatifs

Le texte qui suit porte sur les risques financiers, les risques d'exploitation ainsi que les risques liés à la réglementation qui touchent Cenovus et ses activités. Pour obtenir une description des facteurs de risque et des incertitudes pouvant toucher Cenovus, se reporter à la rubrique « Mise en garde », et pour consulter une analyse exhaustive des facteurs de risque significatifs pouvant toucher Cenovus, se reporter à la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Risques financiers

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

Prix des marchandises

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

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

Les prix des marchandises ont entamé leur recul au quatrième trimestre de 2014 et sont demeurés faibles depuis lors, facteur qui a donné lieu à la dépréciation de la valeur comptable de certains des actifs de la société. Une contraction supplémentaire des prix du pétrole brut et du gaz naturel et leur faiblesse sur une période prolongée auraient comme effet, entre autres, la diminution des dépenses d'investissement futures, ce qui entraînerait la dépréciation, le report, voire l'annulation, de certains projets, outre la réduction ou l'interruption de la production.

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

La société atténue son exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de ses activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer et d'engagements en matière d'accès au marché. Les instruments financiers conclus relativement aux activités de raffinage par l'exploitant des raffineries de la société, Phillips 66, visent principalement l'achat de produits. Les notes 3 et 32 annexes aux états financiers consolidés présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels a recours la société, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	2015			2014		
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(571)	123	(448)	(37)	(536)	(573)
Gaz naturel	(59)	55	(4)	(7)	(55)	(62)
Raffinage	(36)	10	(26)	(26)	(11)	(37)
Électricité	10	5	15	4	6	10
Taux d'intérêt	-	2	2	-	-	-
(Profit) perte lié(e) à la gestion des risques	(656)	195	(461)	(66)	(596)	(662)
Charge (économie) d'impôt sur le résultat	175	(54)	121	20	152	172
(Profit) perte lié(e) à la gestion des risques, après impôt	(481)	141	(340)	(46)	(444)	(490)

En 2015, la société a comptabilisé des profits réalisés à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut et au gaz naturel, 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 et au gaz naturel en raison principalement de la réalisation des positions nettes en partie compensée par les variations des prix du marché.

Sensibilités aux prix des marchandises – positions de gestion des risques

Le tableau ci-dessous résume les sensibilités de la juste valeur des positions de gestion des risques aux fluctuations des prix des marchandises, toutes les autres variables étant par ailleurs maintenues constantes. La direction est d'avis que les fluctuations de prix indiquées dans ce tableau représentent une mesure raisonnable de la volatilité. Les fluctuations des prix des marchandises auraient pu se traduire par des profits ou des pertes latents, pour l'exercice, se répercutant sur le résultat avant impôt relativement aux positions de gestion des risques ouvertes au 31 décembre 2015 comme suit :

Marchandise	Fourchette de sensibilité	Augmentation	Diminution
Prix du pétrole brut	± 10 \$ US par baril sur les couvertures du Brent et du WTI	(243)	245
Prix différentiel du pétrole brut	± 5 \$ US par baril sur les couvertures des différentiels liés à la production	80	(80)
Prix des condensats	± 10 \$ US par baril sur les couvertures de condensats	23	(23)
Prix de l'électricité	± 25 \$ par MWh sur les couvertures de l'électricité	19	(19)
Swaps de taux d'intérêt	± 50 points de base	38	(46)

Risques liés aux instruments financiers dérivés

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

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

à Cenovus si les prix des marchandises augmentent. Ces risques sont atténués au moyen de limites de couverture examinées chaque année par le conseil, comme l'exige la politique de réduction des risques associés aux marchés.

Liquidité

Le risque de liquidité s'entend de l'impossibilité pour la société de s'acquitter de toutes ses obligations financières à mesure qu'elles deviennent exigibles ou de liquider ses actifs rapidement à un prix raisonnable. Le risque de liquidité de Cenovus pourrait être accru en période de ralentissement économique, par exemple en cas de faiblesse des prix des marchandises comme c'est le cas actuellement, ou lorsqu'il se produit des événements imprévus.

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

Cenovus gère le risque de liquidité par la gestion active de la trésorerie et du crédit afin de s'assurer qu'elle a accès à de nombreuses sources de capital : trésorerie et équivalents de trésorerie, flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, facilités de crédit inutilisées, et les liquidités disponibles aux termes de ses prospectus préalables de base. Au 31 décembre 2015, la trésorerie et les équivalents de trésorerie se chiffraient à 4,1 G M\$. La facilité de crédit engagée de 4,0 G\$ de Cenovus était inutilisée. En outre, Cenovus disposait d'une capacité inutilisée de 1,5 G\$ en vertu de son prospectus préalable de base canadien et de 2,0 G\$ US en vertu de son prospectus préalable de base américain, la disponibilité étant tributaire de la conjoncture des marchés et de notre notation de crédit. La société a l'intention de déposer un nouveau prospectus avant la fin de la période de validité des prospectus actuels.

Taux de change

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

Risque d'exploitation

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

Accès aux marchés et contraintes en matière de transport

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

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

Les activités de production de pétrole brut et de gaz naturel de la société sont exposées à des risques d'exploitation inhérents, notamment les suivants : les formations ou pressions imprévues, les éruptions de puits, les défaillances de matériel ou autres accidents, l'interdépendance des systèmes composants, l'émission de gaz corrosif, les flux incontrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, les conditions météorologiques défavorables, ainsi que la pollution et autres risques environnementaux. Les activités de raffinage et de commercialisation sont assujetties à des risques comme les ralentissements imputables à des défaillances de

matériel ou des interruptions de transport, les conditions météorologiques, l'absence de charge d'alimentation, outre la faiblesse des prix de la charge d'alimentation ou la médiocre qualité de celle-ci. Les activités de Cenovus pourraient également être interrompues en raison de catastrophes naturelles ou d'autres événements indépendants de sa volonté.

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

Réalisation de projets

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

Gestion des coûts

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

Remplacement des réserves

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

Dirigeants et personnel

La mise en œuvre fructueuse de la stratégie relève de la direction et de son leadership tout autant que de la qualité et de la compétence des salariés. Si la société ne parvient pas à retenir les membres clés de son personnel ou à attirer et à retenir de nouveaux employés possédant le leadership, les compétences et les connaissances techniques nécessaires, ses résultats d'exploitation, son rythme de croissance et sa situation financière pourraient en pâtir.

Risques liés à la réglementation

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

Autorisations des organismes de réglementation

Les activités de la société sont assujetties à la réglementation et à des mesures gouvernementales au chapitre notamment des politiques en matière d'énergie, d'environnement et de sécurité, de régime foncier, de fiscalité, de redevances, de droits gouvernementaux d'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, des taux de production, d'expropriation ou d'annulation de droits contractuels, d'acquisition de droits d'exploration et de production, ainsi que de contrôle de la mise en valeur et de la cessation d'exploitation de terrains. L'évolution du cadre réglementaire pourrait avoir des répercussions sur les projets actuels et prévus de Cenovus ou accroître ses

dépenses d'investissement ou ses charges d'exploitation, et du même coup nuire à sa situation financière, à ses résultats d'exploitation et à ses flux de trésorerie.

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 2015 son rapport d'examen des redevances. Le rapport ne recommande aucune modification aux taux de redevance pour les sables bitumineux actuellement en vigueur, mais recommande une autre ronde de consultations entre le gouvernement et l'industrie à l'égard des aspects administratifs du régime de redevances pour les sables bitumineux. Le rapport d'examen des redevances recommande la modernisation du régime de redevances pour les hydrocarbures classiques et le gaz, sans pour autant fournir de détails. Les modifications proposées aux redevances visant les hydrocarbures classiques et le gaz nécessiteront d'autres rondes de consultations entre l'industrie et le gouvernement afin de mieux cerner les répercussions qu'elles entraînent. Ces modifications à la structure de redevances de la province de l'Alberta pourraient avoir une incidence considérable sur la situation financière de Cenovus, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie. L'augmentation des taux de redevance en vigueur dans l'une des provinces, ou dans les deux, pourrait rendre non rentables dans chaque province concernée les dépenses d'investissement futures ou les activités actuelles.

Réglementation environnementale

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

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

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

Loi sur les espèces en péril

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

Changement climatique

Le gouvernement fédéral et divers gouvernements de provinces ou d'États 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 : 1) la suppression graduelle des sources d'électricité alimentée au charbon d'ici 2030; 2) un prix de 30 \$ la tonne sur les GES pour l'ensemble de l'économie albertaine; 3) le plafonnement des émissions issues des sables bitumineux à 100 mégatonnes par année pour l'ensemble de la province, hormis certaines exceptions dans le cas de sources de co-génération d'énergie et de nouvelles capacités de valorisation; et 4) la réduction de 45 % des émissions de méthane issues des activités d'exploitation pétrolières et gazières d'ici 2025.

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 au moins 100 000 tonnes de GES par année. 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 % à compter de 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 à compter de 2017.

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 une loi visant la mise en œuvre du plan du gouvernement de l'Alberta, compte tenu des modifications à la SGER, la société pourrait devoir faire face aux conséquences suivantes : la hausse des coûts liés à la conformité, la perte de certains marchés, l'accroissement des délais de délivrance de permis, 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.

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.

Permis d'utilisation des eaux

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

Cadre albertain de réglementation de l'utilisation des terres

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

JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

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

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

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

Partenariats

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

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

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

dans différents territoires de compétence fiscale. Les partenariats sont des entités intermédiaires dotées d'une durée de vie limitée.

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

Actifs de prospection et d'évaluation

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

Délimitation des unités génératrices de trésorerie

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

Principales sources d'incertitude relative aux estimations

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

Réserves de pétrole brut et de gaz naturel

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

Dépréciation d'actifs

Les calculs visant la dépréciation exigent l'utilisation d'estimations et d'hypothèses qui sont susceptibles d'être modifiées lorsque de nouvelles informations sont disponibles. Dans le cas des actifs en amont de la société, les estimations portent notamment sur les prix à terme des marchandises, les volumes de production prévus, le volume des réserves et de ressources et les taux d'actualisation ainsi que les charges d'exploitation, les coûts de mise en valeur futurs et les taux d'imposition. La valeur recouvrable des actifs de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut repose sur des hypothèses à l'égard de la production, des prix à terme des marchandises, des charges d'exploitation, de la capacité de transport, de l'état de l'offre et de la demande et des taux d'imposition. Toute modification apportée aux hypothèses entrant dans la détermination de la valeur recouvrable pourrait avoir une incidence sur la valeur comptable des actifs visés.

Se reporter à la rubrique « Perspectives » du présent rapport de gestion pour obtenir davantage de renseignements sur les prix futurs des marchandises et à l'analyse de chaque secteur à présenter pour en savoir plus sur les pertes de valeur d'actifs.

Au 31 décembre 2015, la valeur recouvrable des unités génératrices de trésorerie en amont de Cenovus a été déterminée en fonction de la juste valeur diminuée des coûts de sortie. Les hypothèses clés entrant dans la détermination des flux de trésorerie tirés des réserves sont les prix du pétrole brut et du gaz naturel et le taux d'actualisation. Toutes les réserves ont été évaluées par des ERQI au 31 décembre 2015.

Prix du pétrole brut et du gaz naturel

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

	2016	2017	2018	2019	2020	Variation annuelle moyenne jusqu'en 2026
WTI (\$ US/baril)	45,00	53,60	62,40	69,00	73,10	3,8 %
WCS (\$/baril)	46,40	54,40	59,70	66,30	68,20	3,9 %
AECO (\$/kpi ³) ¹⁾	2,70	3,20	3,55	3,85	3,95	4,0 %

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

Taux d'actualisation et d'inflation

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

Coûts de démantèlement

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

Charges d'impôt sur le résultat

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

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

Se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport de gestion pour en savoir plus sur les modifications apportées aux estimations de l'impôt sur le résultat.

Changements de méthodes comptables

Aucune nouvelle norme ou interprétation ou modification connexe n'a été adoptée en 2015.

Futures prises de position en comptabilité

Un certain nombre de nouvelles normes comptables et d'interprétations ou de modifications de normes comptables entrent en vigueur pour les exercices ouverts le 1^{er} janvier 2016 ou après cette date et n'ont donc pas été appliquées lors de la préparation des états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015. Les normes qui s'appliqueront à Cenovus sont décrites dans les paragraphes qui suivent; elles seront adoptées à leur date d'entrée en vigueur respective.

Contrats de location

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

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

IFRS 16 entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise en autant que IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, ait été adoptée. La norme peut être appliquée de manière rétrospective ou selon une approche rétrospective modifiée. La société examine actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 16 sur ses états financiers consolidés.

Comptabilisation des produits

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

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

Instruments financiers

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

IFRS 9 définit un modèle unique pour établir si un actif financier est évalué au coût amorti ou à la juste valeur, qui remplace les multiples règles d'IAS 39. Ce modèle est fondé sur la façon dont l'entité gère ses instruments financiers dans le cadre de son modèle d'affaires et les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers. Pour les passifs financiers, IFRS 9 conserve la plupart des exigences d'IAS 39; cependant, lorsque le modèle de la juste valeur est appliqué aux passifs financiers, toute variation de la juste valeur liée au risque de crédit de l'entité est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global plutôt qu'en résultat net, sauf si cette option crée une non-concordance comptable. De plus, un nouveau modèle de présentation des pertes de crédit attendues servant à calculer la dépréciation des actifs financiers remplace le modèle de dépréciation fondé sur les pertes subies défini dans IAS 39. Le nouveau modèle permettra la comptabilisation plus à propos des pertes de crédit attendues. IFRS 9 présente également un modèle simplifié de comptabilité de couverture, qui harmonise davantage cette dernière à la gestion des risques. À l'heure actuelle, la société n'utilise pas la comptabilité de couverture.

IFRS 9 entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée n'est permise que si toutes les dispositions d'IFRS 9 sont adoptées au début d'une période. La société examine actuellement l'incidence de l'adoption d'IFRS 9 sur ses états financiers consolidés.

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

La direction, notamment le président et chef de la direction et le vice-président directeur et chef des finances, a procédé à une évaluation de la conception et de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière (le « CIIF ») et des contrôles et procédures de communication de l'information (les « CPCI ») au 31 décembre 2015. La direction a utilisé les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission pour évaluer la conception et l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière. À la lumière de cette évaluation, la direction a conclu que le CIIF et les CPCI étaient efficaces au 31 décembre 2015.

L'efficacité du CIIF de la société a fait l'objet d'un audit par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., cabinet de comptables professionnels agréés indépendant, comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant que celui-ci a délivré et qui est joint aux états financiers consolidés audités de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. Aucun changement n'a été apporté au CIIF au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015 qui aurait eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur le CIIF.

Les systèmes de contrôle interne, aussi bien conçus soient-ils, comportent des limites qui leur sont inhérentes. Par conséquent, même si les systèmes de contrôle interne ont été jugés efficaces, ils ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable en ce qui a trait à la préparation et à la présentation des états financiers. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

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

Cenovus a publié en juin 2015 son rapport annuel en matière de responsabilité d'entreprise de 2014. Ce rapport énonce de façon circonstanciée les initiatives de la société en vue d'accélérer sa performance en matière d'environnement, de protéger la santé et la sécurité de son personnel, d'investir dans les collectivités où elle exerce ses activités et de nouer des liens durables avec celles-ci, ainsi que de maintenir les normes les plus élevées au chapitre de la gouvernance d'entreprise. Ce rapport indique également les distinctions qu'a reçues la société de la part d'organismes externes pour son engagement envers la responsabilité d'entreprise et à l'égard de ses efforts pour équilibrer la performance économique, sociale et environnementale et la gouvernance. On peut consulter la politique en matière de responsabilité d'entreprise et le rapport en matière de responsabilité d'entreprise de Cenovus sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

PERSPECTIVES

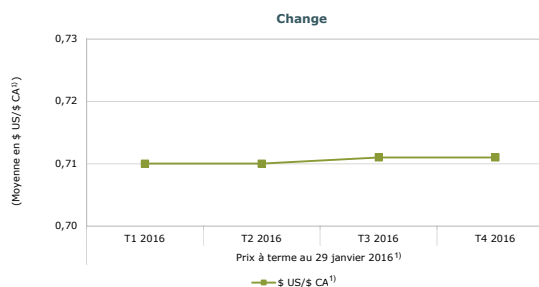
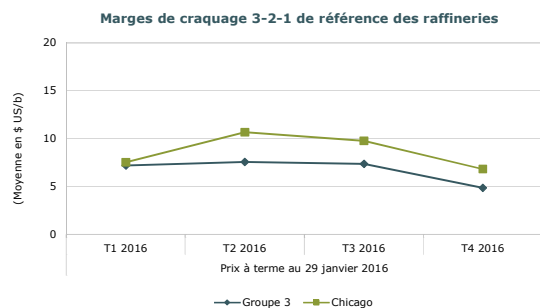
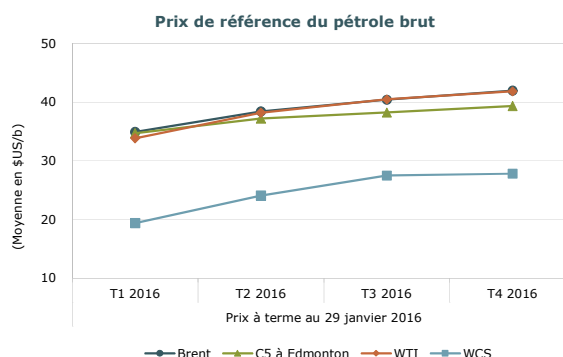
La société prévoit que 2016 sera une autre année difficile pour son secteur d'activité. Le maintien de la résilience financière demeure donc une priorité absolue. Nos prévisions révisées pour 2016 font état d'une réduction des dépenses d'investissement, car Cenovus estime que la faiblesse des prix des marchandises se prolongera.

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 l'économie 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. Le ralentissement de la croissance mondiale de l'offre 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 un ralentissement 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 d'avis que l'OPEP pourrait tenter de gruger des parts de marché en accroissant le nombre de ses plateformes de forage ou en accroissant sa production, ce qui comprimerait les prix du pétrole brut. Cenovus croit également que l'incertitude qui caractérise l'économie chinoise pourrait ralentir la demande des marchés émergents.
- La société s'attend à ce que l'écart Brent-WTI reste étroit étant donné que les États-Unis ont levé les restrictions visant l'exportation de 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 et des prolongements à venir des réseaux.



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 29 janvier 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.

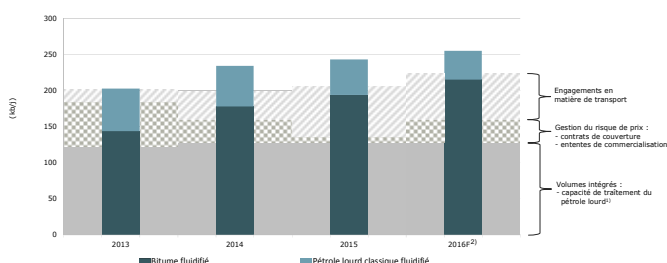
La production de gaz naturel devrait augmenter légèrement en 2016 du fait du faible niveau des activités de forage. En revanche, la température plus chaude devrait réduire la demande résidentielle et commerciale, alors que la transition du charbon au gaz qui s'opère dans le secteur de la production d'électricité se poursuivra. Les prix du gaz naturel devraient rester faibles tout au long du premier semestre de 2016.

Le cours moyen du change à terme prévu pour les 12 prochains mois est de 0,711 \$ US pour 1 \$ CA. La société s'attend à ce que se poursuive quelque temps la dépréciation du dollar canadien en regard du dollar américain à cause du bas prix des marchandises et de l'incertitude économique qui plane sur le Canada. Dans l'ensemble, la faiblesse du dollar canadien devrait avoir 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 du brut au Canada



- 1) Capacité de production brute prévue.
- 2) 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)

Priorités pour 2016

Maintien de la capacité d'adaptation financière

Le maintien de la capacité d'adaptation financière demeure la priorité absolue de Cenovus. Au 31 décembre 2015, la société disposait de fonds en caisse de 4,1 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. La société dispose également d'un prospectus préalable de base au Canada et d'un prospectus préalable de base aux États-Unis, dont la disponibilité est tributaire de la conjoncture du marché et de notre notation de crédit. Notre bilan est certes vigoureux, mais nous envisageons de prendre des mesures supplémentaires en 2016 pour conserver notre souplesse financière, notamment en réduisant les dépenses d'investissement, les charges d'exploitation et les frais généraux et frais d'administration, puisque nous nous attendons à ce que les prix des marchandises demeurent faibles au cours des prochaines années.

Resserrement de la structure de coûts

La société continuera de se focaliser sur la réduction de sa structure de coûts. En 2015, elle a réalisé des économies de l'ordre de 540 M\$ en regard de son budget, attribuables aux compressions visant les dépenses d'investissement, les charges d'exploitation ainsi que les frais généraux et les frais d'administration. Nous croyons qu'environ 60 % de ces économies sont de nature durable et le budget 2016 initial en rend compte.

La société estime s'être positionnée de sorte à réaliser d'autres économies durables à l'avenir. Pour 2016, nous prévoyons 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 budgété à l'origine en décembre 2015. Nous ciblons par ailleurs des économies de 100 M\$ à 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 est 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 notre capacité à maintenir les réductions de coûts est requise. Nous ne procéderons à la réactivation des projets que si cela ne minera pas la solidité de notre santé financière.

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

Les estimations des réserves et des ressources et les renseignements qui s'y rapportent ont été préparés en date du 31 décembre 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 et les ressources de la société et obtenir d'autres renseignements sur le pétrole et le gaz, se reporter à la rubrique intitulée « Données relatives aux réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » figurant dans la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 et son rapport sur les ressources.

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

Les ressources éventuelles économiques sont les ressources éventuelles actuellement récupérables sur le plan économique d'après des projections précises en matière de prix et coûts des marchandises. Dans le cas de Cenovus, les ressources éventuelles ont été évaluées à l'aide des mêmes hypothèses de prix des marchandises qui ont servi à la préparation de l'évaluation des réserves pour 2015, laquelle est conforme au Règlement 51-101.

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

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

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

Pour de plus amples renseignements sur les facteurs importants touchant les estimations des ressources, les éventualités particulières qui préviennent la classification des ressources éventuelles à titre de réserves, l'établissement des prix et les réserves additionnelles, ainsi que d'autres renseignements relatifs au pétrole et au gaz, notamment les risques et incertitudes importants liés aux estimations des réserves et des ressources, il y a lieu de se reporter à la notice annuelle et au rapport sur formulaire 40-F de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, ainsi qu'au rapport sur les ressources, lesquels sont disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com.

Information prospective

Le présent document contient des énoncés prospectifs et d'autres informations (collectivement, l'« information prospective ») à propos des attentes, des estimations et des projections de la société à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « projeter » ou « P », « 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 : notre stratégie et les échéanciers et étapes déterminantes connexes; valeur future projetée; projections pour 2016 et par la suite; 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 et ressources prévues; élargissement de l'accès aux marchés; capacités prévues, y compris relativement aux projets, au transport et au raffinage; amélioration de la structure des coûts, des économies prévues et de leur pérennité; plans et stratégie en matière de dividendes; échéanciers prévus en ce qui concerne les approbations futures des autorités de réglementation, des partenaires ou en interne; répercussions futures des mesures réglementaires; prix des marchandises projetés et incidence attendue sur Cenovus; utilisation et développement futurs de la technologie, notamment ses effets sur l'empreinte environnementale de Cenovus; rendement pour les actionnaires projeté. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats réels de la société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'élaboration de l'information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à Cenovus et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général.

Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les hypothèses inhérentes à nos prévisions actuelles, disponibles sur cenovus.com; les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; 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 le 11 février 2015, 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'acquitter leurs obligations contractuelles en temps voulu; les risques inhérents à l'exploitation du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, notamment les risques pour la santé, la sécurité et l'environnement; le maintien de ratios dette/BAIIA ajusté et dette nette/BAIIA ajusté et de ratios dette/capitaux permanents et dette nette/capitaux permanents souhaitables; la capacité de Cenovus de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables pour la société; notre 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 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; 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 notre capacité à les recruter et à les fidéliser; 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