



RAPPORT DE GESTION POUR LA PÉRIODE CLOSE LE 30 JUIN 2016

TABLE DES MATIÈRES :

APERÇU DE CENOVUS.....	2
FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE	3
RÉSULTATS D'EXPLOITATION	4
PRIX DES MARCHANDISES SOUS-TENDANT LES RÉSULTATS FINANCIERS	6
RÉSULTATS FINANCIERS.....	9
SECTEURS À PRÉSENTER	15
SABLES BITUMINEUX.....	16
HYDROCARBURES CLASSIQUES	24
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION	30
ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS	32
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	34
GESTION DES RISQUES	37
JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE	39
ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE.....	39
PERSPECTIVES	40
MISE EN GARDE.....	42
ABRÉVIATIONS.....	43

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société »), daté du 27 juillet 2016, doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la période close le 30 juin 2016 et les notes annexes (les « états financiers consolidés intermédiaires »), les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2015 et les notes annexes (les « états financiers consolidés ») et le rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2015 (le « rapport de gestion annuel »). Toute l'information et toutes les déclarations figurant dans le présent rapport de gestion sont en date du 27 juillet 2016, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion constitue une mise à jour du rapport de gestion annuel et contient de l'information prospective concernant les prévisions, estimations, projections et hypothèses actuelles de Cenovus. Pour se renseigner sur les facteurs de risque qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon significative ainsi que sur les principales hypothèses sous-jacentes à cette information prospective, lire la rubrique « Mise en garde ». La direction prépare les rapports de gestion intermédiaires, et le comité d'audit du conseil d'administration de Cenovus (le « conseil ») les approuve. Le comité d'audit a examiné le rapport de gestion annuel et en a recommandé l'approbation au conseil. Des renseignements supplémentaires sur Cenovus, notamment ses rapports trimestriels et annuels, sa notice annuelle et le formulaire 40-F qui la concernent peuvent être consultés sur SEDAR, à l'adresse sedar.com, sur EDGAR, à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société, à l'adresse cenovus.com. L'information présentée sur le site Web de Cenovus ou se rapportant à celui-ci, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie du rapport de gestion.

Mode de présentation

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

Mesures hors PCGR

Certaines mesures financières qui figurent dans le présent document, notamment les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les flux de trésorerie, le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, la dette, la dette nette, les capitaux permanents et le bénéfice avant intérêts, impôt et amortissement ajusté (« BAIIA ajusté »), ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les IFRS et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. Ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des mesures supplémentaires pour qu'ils puissent analyser l'information sur la liquidité de Cenovus et la capacité de la société à dégager des fonds pour financer ses activités. Les informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni en 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 30 juin 2016, 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. Au cours du semestre clos le 30 juin 2016, la production moyenne de pétrole brut et de LGN (ensemble, le « pétrole brut ») de Cenovus s'est établie à environ 197 815 barils par jour et la production moyenne de gaz naturel a été de 403 Mpi³/j. Les raffineries de la société ont traité en moyenne 446 000 barils bruts par jour de pétrole brut pour produire en moyenne 472 000 barils bruts par jour de produits raffinés.

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 ») :

	Semestre clos le 30 juin 2016		
	Participation (%)	Volumes de production nette (b/j)	Volumes de production brute (b/j)
Projets existants			
Foster Creek	50	62 713	125 426
Christina Lake	50	77 577	155 154
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 %.

	Semestre clos le 30 juin 2016	
	Pétrole brut	Gaz naturel
(en millions de dollars)		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	277	1
Dépenses d'investissement	365	1
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(88)	-

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.

	Semestre clos le 30 juin 2016	
	Pétrole brut ¹⁾	Gaz naturel
(en millions de dollars)		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	194	43
Dépenses d'investissement	69	4
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	125	39

1) Y compris les LGN.

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

Raffinage et commercialisation

Les installations de Cenovus comprennent deux raffineries situées dans les États de l'Illinois et du Texas, aux États-Unis. Ces raffineries sont détenues conjointement avec Phillips 66, société ouverte américaine non liée, et sont exploitées par celle-ci. Les raffineries de Wood River et de Borger ont une capacité brute de traitement du pétrole brut d'environ 314 000 barils par jour et 146 000 barils par jour, respectivement. Les raffineries de Cenovus permettent à la société de réaliser la pleine valeur de la production de pétrole brut en transformant ce dernier en produits raffinés tels le diesel, l'essence et le carburéacteur, ce qui réduit en partie la volatilité découlant des fluctuations des écarts du prix sur le pétrole brut léger et lourd régional en Amérique du Nord. Ce secteur englobe également les activités du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut situé à Bruderheim, en Alberta, ainsi que les activités de commercialisation des achats et des ventes de produits de tiers, qui sont menées afin d'assurer une souplesse opérationnelle au chapitre des engagements de transport, de la qualité des produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

(en millions de dollars)	Semestre clos le 30 juin 2016
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	170
Dépenses d'investissement	105
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	65

FAITS SAILLANTS DU TRIMESTRE

Au deuxième trimestre, les prix du pétrole brut sont restés volatils, le West Texas Intermediate (« WTI ») atteignant 50 \$ US le baril pour la première fois depuis pratiquement un an. Même si les prix du pétrole brut se sont améliorés par rapport au premier trimestre de 2016, le prix net opérationnel pour l'ensemble de la société au premier semestre de 2016 s'est établi à 5,84 \$ le bep, avant les opérations réalisées au titre de la gestion des risques, ce qui est nettement inférieur aux exercices précédents. C'est pourquoi Cenovus porte toute son attention sur le maintien de sa résilience financière ainsi que sur la sécurité et la fiabilité de ses activités. La société continue de respecter son plan de réduction d'environ 500 M\$ des dépenses d'investissement, des charges d'exploitation et des frais généraux et frais d'administration prévus pour 2016, par rapport au budget initial publié en décembre 2015. Les efforts constants que déploie la société pour réduire ses coûts ont contribué au maintien de la vigueur de son bilan, ses fonds en caisse se chiffrant à environ 3,8 G\$ au 30 juin 2016.

Étant donné l'amélioration des prix de référence du pétrole brut, le prix moyen réalisé sur le pétrole brut de Cenovus a plus que doublé par rapport à celui du premier trimestre de 2016, passant à 33,87 \$ le baril au deuxième trimestre. Ce prix est cependant inférieur de 32 % au prix moyen réalisé au deuxième trimestre de 2015.

Au deuxième trimestre, la société :

- a réduit de 22 %, soit 48 M\$, ses charges d'exploitation totales liées au pétrole brut, par rapport au trimestre correspondant de 2015;
- a réalisé des prix nets opérationnels sur le pétrole brut et le gaz naturel, avant les profits liés à la gestion des risques, de 15,48 \$ le baril (28,76 \$ le baril en 2015) et de 0,30 \$ par kpi³ (1,53 \$ par kpi³ en 2015), respectivement;
- a inscrit des flux de trésorerie de 440 M\$, soit une nette hausse par rapport au premier trimestre de 2016, grâce surtout à l'accroissement des prix des marchandises;
- a subi une perte d'exploitation de 39 M\$, soit 1,65 \$ le baril d'équivalent de pétrole brut vendu comparativement à un résultat d'exploitation de 151 M\$, soit 6,11 \$ le baril d'équivalent de pétrole brut, au deuxième trimestre de 2015;
- a mis en place les compressions de personnel cernées au premier trimestre, qui se sont traduites par une réduction de 11 % de l'effectif par rapport au 31 décembre 2015;
- a poursuivi les deux phases d'expansion des projets de sables bitumineux qui devraient ajouter 80 000 barils bruts par jour à la capacité de production.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Le total de la production de pétrole brut a diminué pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, car l'accroissement de la production tirée du secteur Sables bitumineux a été largement compensé par la baisse de la production tirée des biens du secteur Hydrocarbures classiques.

Volumes de production de pétrole brut

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2016	Variation	2015	2016	Variation	2015
Sables bitumineux						
Foster Creek	64 544	11 %	58 363	62 713	(1) %	63 106
Christina Lake	78 060	8 %	72 371	77 577	4 %	74 410
	142 604	9 %	130 734	140 290	2 %	137 516
Hydrocarbures classiques						
Pétrole lourd	28 500	(21) %	36 099	29 873	(18) %	36 624
Pétrole moyen et léger	26 177	(18) %	31 809	26 649	(20) %	33 463
LGN ¹⁾	799	(39) %	1 312	1 003	(25) %	1 335
	55 476	(20) %	69 220	57 525	(19) %	71 422
Total de la production de pétrole brut	198 080	(1) %	199 954	197 815	(5) %	208 938

1) Les LGN comprennent les volumes de condensats.

La production à Foster Creek a été plus élevée au deuxième trimestre de 2016 qu'en 2015, principalement en raison d'un feu de forêt dans les environs qui avait entraîné une réduction de la production d'environ 10 500 barils par jour au deuxième trimestre de 2015. La production du deuxième trimestre de 2016 a bénéficié de la mise en service de nouveaux puits pendant la période. La production du premier semestre de l'exercice a été légèrement inférieure à celle de 2015. La production du premier trimestre de 2016 a subi l'incidence de l'interruption de production pour entretien d'un nombre de puits supérieur à la moyenne, qui ont depuis été remis en service, et de l'amélioration de l'uniformité des puits de forage en 2015 qui a accéléré la production provenant de puits qui sont arrivés à maturité.

La production à Christina Lake a été supérieure pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 grâce à l'apport des nouveaux puits et au rendement fiable des installations de la société.

À Foster Creek, quatre puits horizontaux à long déport ont été forés avec succès. Les puits ont une longueur horizontale moyenne de plus de 1 600 mètres. Des puits horizontaux plus longs permettent un accès à une portion plus grande du réservoir, ce qui peut réduire les coûts de mise en valeur.

Grâce à l'accent mis sur la sécurité et à l'attention constante des équipes travaillant aux activités en amont et en aval de Cenovus, la société a fonctionné pendant plus de 50 jours sans qu'une blessure soit enregistrée. C'est la première fois que Cenovus atteint ce jalon, qui témoigne de la volonté du personnel de travailler de manière sécuritaire.

La production de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques a diminué de 20 % au deuxième trimestre et de 19 % depuis le début de l'exercice en raison des baisses normales de rendement prévues et de la vente, en juillet 2015, des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers. L'apport à la production annuelle des actifs cédés s'était chiffré à 4 300 barils par jour en moyenne au deuxième trimestre de 2015 et à 4 500 barils par jour depuis le début de l'exercice. De plus, la production à Pelican Lake a été interrompue pendant deux jours à titre de mesure de sécurité en raison d'un feu de forêt dans les environs; les installations de la société n'ont subi aucun dommage. La production perdue a été estimée à 650 barils par jour pour le trimestre.

Volumes de production de gaz naturel

(en Mpi ³ par jour)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Hydrocarbures classiques	381	429	386	436
Sables bitumineux	18	21	17	20
	399	450	403	456

Au deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice, la production de gaz naturel a diminué de 11 % et de 12 %, respectivement. 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.

Prix nets opérationnels

	Trimestres clos les 30 juin				Semestres clos les 30 juin			
	Pétrole brut ¹⁾		Gaz naturel		Pétrole brut ¹⁾		Gaz naturel	
	(\$/baril)		(\$/kpi ³)		(\$/baril)		(\$/kpi ³)	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Prix ²⁾	33,87	49,48	1,53	2,82	24,79	39,90	1,92	2,94
Redevances	1,94	2,86	0,04	0,03	1,42	1,97	0,07	0,04
Transport et fluidification ²⁾	6,53	5,24	0,13	0,10	6,19	5,27	0,12	0,11
Charges d'exploitation ³⁾	9,76	12,29	1,06	1,14	10,43	12,60	1,15	1,20
Taxes sur la production et impôts miniers	0,16	0,33	-	0,02	0,14	0,27	-	0,01
Prix nets, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques⁴⁾	15,48	28,76	0,30	1,53	6,61	19,79	0,58	1,58
Profit (perte) réalisé lié à la gestion des risques	1,97	1,75	-	0,39	5,11	4,27	-	0,34
Prix nets, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	17,45	30,51	0,30	1,92	11,72	24,06	0,58	1,92

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 19,76 \$ le baril au deuxième trimestre (22,58 \$ le baril en 2015) et à 19,91 \$ le baril pour le semestre clos le 30 juin 2016 (22,43 \$ le baril en 2015).

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

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

Étant donné le recul des prix de référence et l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole lourd, le prix net opérationnel moyen pour le pétrole brut du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2016, compte non tenu des profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques, a diminué par rapport à 2015. Le prix réalisé sur le bitume dépend notamment du coût des condensats employés pour la fluidification. Lorsque le coût des condensats monte par rapport au prix du pétrole brut dilué, le prix réalisé par la société pour le bitume diminue. De plus, la société paie pour les condensats un prix généralement plus élevé que le prix du marché à cause du coût de transport des condensats entre les marchés et les champs pétroliers, facteur en partie contrebalancé par l'incidence du calendrier d'achat et d'utilisation des stocks dans un contexte de hausse des prix. Au deuxième trimestre, la société a quelque peu bénéficié de l'utilisation de condensats achetés plus tôt au cours de l'exercice à un prix moins élevé.

Depuis le début de l'exercice, la dépréciation du dollar canadien par rapport à 2015 a eu un effet positif d'environ 1,77 \$ sur le prix du baril de pétrole brut de la société.

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

Raffinage

Au deuxième trimestre, le taux d'utilisation du pétrole brut s'est accru en raison du rendement fiable des raffineries de Wood River et de Borger. Au deuxième trimestre de 2015, des interruptions de service non planifiées de la raffinerie de Borger avaient été causées par des pannes de l'unité de traitement et une panne de courant.

Depuis le début de l'exercice, le taux d'utilisation du pétrole brut a augmenté. Le rendement fiable du trimestre considéré a été annulé en partie par des travaux de maintenance prévus et non prévus aux raffineries de Wood River et de Borger au premier trimestre de 2016. Au premier semestre de 2015, la société avait subi des interruptions de service non prévues et réalisé une révision prévue au calendrier à la raffinerie de Borger.

	Trimestres clos les 30 juin			Semestres clos les 30 juin		
	2016	Variation	2015	2016	Variation	2015
Production de pétrole brut ¹⁾ (kb/j)	458	4 %	441	446	1 %	440
Pétrole lourd ¹⁾	228	14 %	200	235	12 %	210
Produits raffinés ¹⁾ (kb/j)	483	5 %	462	472	2 %	465
Taux d'utilisation du pétrole brut ¹⁾ (%)	100	4 %	96	97	1 %	96

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

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tirés du secteur Raffinage et commercialisation pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 se sont établis à 193 M\$ et à 170 M\$, respectivement. La baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation par rapport à ceux de 2015 est imputable essentiellement au rétrécissement des marges de craquage moyennes sur le marché et à la hausse des charges d'exploitation, facteurs en partie compensés par la hausse des taux d'utilisation, l'amélioration des marges réalisées sur la vente de produits secondaires, l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain et l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd et moyen.

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⁾

	Semestres clos les 30 juin			T2 2016	T1 2016	T2 2015
	2016	Variation	2015			
Prix du pétrole brut (\$ US/b)						
Brent						
Moyenne	41,03	(31) %	59,33	46,97	35,08	63,50
Fin de la période	49,68	(22) %	63,59	49,68	39,60	63,59
WTI						
Moyenne	39,52	(26) %	53,29	45,59	33,45	57,94
Fin de la période	48,33	(19) %	59,47	48,33	38,34	59,47
Écart moyen des contrats à terme normalisés sur le Brent/WTI	1,51	(75) %	6,04	1,38	1,63	5,56
WCS ²⁾						
Moyenne	25,75	(36) %	40,13	32,29	19,21	46,35
Fin de la période	35,79	(26) %	48,14	35,79	26,75	48,14
Écart moyen WTI/WCS	13,77	5 %	13,16	13,30	14,24	11,59
Condensats (C5 à Edmonton) ³⁾						
Moyenne	39,23	(24) %	51,78	44,07	34,39	57,94
Écart moyen WTI/condensats (positif) négatif	0,29	(81) %	1,51	1,52	(0,94)	-
Écart moyen WCS/condensats (positif) négatif	(13,48)	16 %	(11,65)	(11,78)	(15,18)	(11,59)
Moyenne des prix des produits raffinés (\$ US/b)						
Essence ordinaire sans plomb à Chicago	53,12	(25) %	71,21	64,25	42,00	79,96
Diesel à très faible teneur en soufre à Chicago	51,98	(29) %	73,12	59,40	44,55	75,92
Moyenne des marges de craquage 3-2-1 des raffineries (\$ US/b)						
Chicago	13,36	(28) %	18,65	17,15	9,58	20,77
Groupe 3	11,78	(36) %	18,40	13,03	10,52	19,34
Moyenne des prix du gaz naturel						
Prix AECO (\$ CA/kpi ³)	1,68	(40) %	2,81	1,25	2,11	2,67
Prix NYMEX (\$ US/kpi ³)	2,02	(28) %	2,81	1,95	2,09	2,64
Écart de base NYMEX/AECO (\$ US/kpi ³)	0,78	47 %	0,53	0,99	0,56	0,50
Taux de change (\$ US/\$ CA)						
Moyenne	0,752	(7) %	0,810	0,776	0,728	0,813

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 41,61 \$ le baril au deuxième trimestre de 2016 (57,01 \$ le baril en 2015) et à 34,24 \$ le baril (49,54 \$ le baril en 2015) pour le semestre clos le 30 juin 2016.

3) Le prix de référence moyen du condensat en dollars canadiens s'est chiffré à 56,79 \$ le baril au deuxième trimestre de 2016 (71,27 \$ le baril en 2015) et à 52,17 \$ le baril pour le semestre clos le 30 juin 2016 (63,93 \$ le baril en 2015).

Prix de référence – pétrole brut

Les prix de référence moyens du Brent, du WTI et du WCS se sont améliorés par rapport au premier trimestre de 2016 en raison des graves perturbations de l'offre et de la solide demande. Même si les prix de référence se sont raffermis, les prix du pétrole brut sont demeurés environ 26 % plus bas qu'au deuxième trimestre de 2015 à cause des stocks excédentaires. L'abondance des stocks est imputable à la décision de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEP ») de cesser d'assumer son rôle de régulateur de l'offre de pétrole brut en réaction à la croissance de la production en provenance des États-Unis.

Le déséquilibre de l'offre et de la demande de pétrole brut à l'échelle mondiale s'est atténué au deuxième trimestre de 2016. Les réductions des dépenses d'investissement ont donné lieu à une baisse de la production aux États-Unis par rapport à 2015. Les prix ont aussi été avantagés par des perturbations temporaires de l'offre au Canada et au Nigéria, ce qui a contré la solide production en provenance de l'Arabie saoudite et de l'Iran. La croissance de la demande reste positive grâce à des hausses plus fortes que prévu aux États-Unis, en Europe et en Inde. Toutefois,

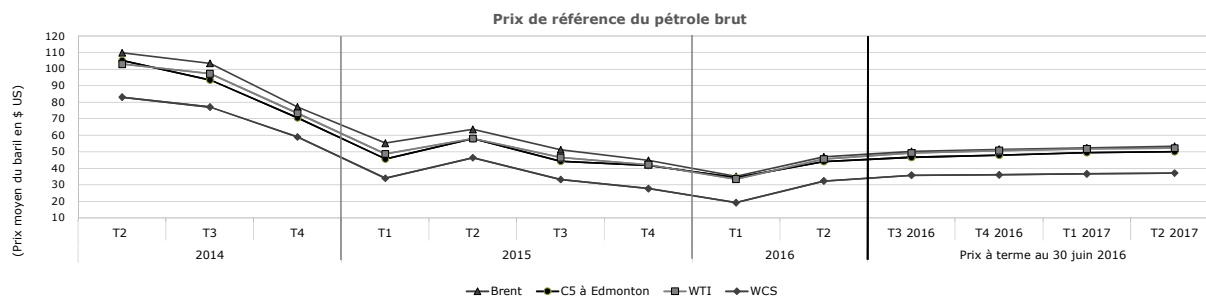
de nombreux problèmes pourraient limiter la hausse des prix du pétrole brut à court terme. Le risque d'instabilité au sein de l'Union européenne, l'incertitude économique en Chine, la fin des interruptions de l'offre ou une reprise de l'offre en provenance des États-Unis, les producteurs cherchant à profiter rapidement de toute hausse des prix, en plus de l'abondance des stocks, risquent d'entraver toute hausse des prix du pétrole brut.

Le WTI est un important prix de référence pour le pétrole brut canadien, car il reflète les prix intérieurs du brut en Amérique du Nord, et son équivalent en dollars canadiens est utilisé pour calculer les redevances relatives à de nombreux biens de pétrole brut de la société. L'écart moyen entre le WTI et le Brent s'est amoindri par rapport au deuxième trimestre de 2015 ainsi que depuis le début de l'exercice, du fait de la réduction de l'offre américaine et de la levée de la mesure qui interdisait aux producteurs de pétrole des États-Unis d'exporter leur pétrole.

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 élargi au deuxième trimestre de 2016 ainsi que depuis le début de l'exercice, comparativement à 2015. L'écart s'est élargi en dépit de la profonde chute du WTI par rapport à 2015, car la baisse de l'offre intérieure de pétrole léger des États-Unis et la hausse des importations de pétrole brut moyen mondial vers les États-Unis devraient se traduire par une concurrence pour les nouvelles installations de cokéfaction mises en service et des pressions sur les prix du pétrole.

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. Puisque l'offre de condensats en Alberta ne suffit pas à la demande, les prix des condensats à Edmonton peuvent être liés aux prix des condensats sur la côte américaine du golfe du Mexique, auxquels s'ajoute le coût du transport des condensats jusqu'à Edmonton.

Les prix moyens des condensats ont été inférieurs au prix de référence du WTI au deuxième trimestre de 2016, les feux de forêt en Alberta ayant entraîné une réduction de la production de pétrole lourd et un recul connexe de la demande de diluants, alors que les condensats se vendaient au même prix que le WTI au deuxième trimestre de 2015.

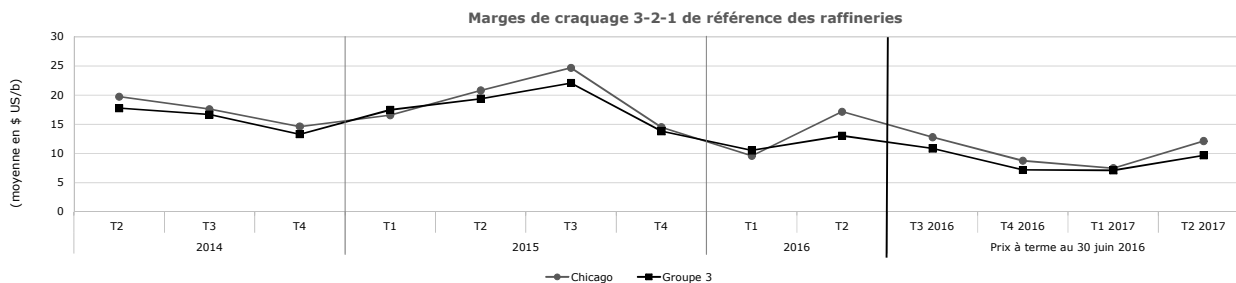


Prix de référence – raffinage

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

Les marges de craquage 3-2-1 moyennes à Chicago comme les marges de craquage moyennes du groupe 3 ont rétréci pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 par rapport aux périodes correspondantes de 2015 en raison de l'augmentation des stocks de produits raffinés dans le monde et du raffermissement du prix de référence du WTI par rapport au Brent, comme en témoigne le rétrécissement de l'écart entre le Brent et le WTI.

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



Prix de référence du gaz naturel

Les prix moyens du gaz naturel ont diminué au deuxième trimestre de 2016 ainsi que depuis le début de l'exercice, comparativement aux mêmes périodes de 2015, en raison surtout des niveaux records des stocks aux États-Unis et au Canada découlant des températures hivernales plus élevées que la normale et de la résilience de l'offre en Amérique du Nord.

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.

Au deuxième trimestre de 2016 et depuis le début de l'exercice, le dollar canadien a fléchi par rapport au dollar américain en raison de la baisse du prix des marchandises et du relèvement des taux d'intérêt aux États-Unis. La dépréciation du dollar canadien au premier semestre de l'exercice par rapport à 2015 a eu une incidence positive d'environ 374 M\$ sur les produits des activités ordinaires de la société. Au 30 juin 2016, le dollar canadien était plus vigoureux qu'au 31 décembre 2015 par rapport au dollar américain, ce qui a donné lieu à des profits de change latents de 395 M\$ à la conversion de la dette de Cenovus libellée en dollars américains.

RÉSULTATS FINANCIERS

Sommaire des résultats financiers consolidés

Même si les prix du pétrole brut se sont améliorés au premier trimestre de 2016, ils sont restés nettement inférieurs à ceux du deuxième trimestre de 2015 et ont continué de nuire 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)	Semestres clos les 30 juin		2016		2015				2014		
	2016	2015	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits des activités ordinaires	5 252	6 867	3 007	2 245	2 924	3 273	3 726	3 141	4 238	4 970	5 422
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation^{1), 2)}	685	1 480	541	144	357	602	932	548	537	1 156	1 305
Flux de trésorerie¹⁾	466	972	440	26	275	444	477	495	401	985	1 189
Résultat d'exploitation¹⁾	(462)	63	(39)	(423)	(438)	(28)	151	(88)	(590)	372	473
dilué par action	(0,55)	0,08	(0,05)	(0,51)	(0,53)	(0,03)	0,18	(0,11)	(0,78)	0,49	0,62
Résultat net	(385)	(542)	(267)	(118)	(641)	1 801	126	(668)	(472)	354	615
de base et dilué par action	(0,46)	(0,67)	(0,32)	(0,14)	(0,77)	2,16	0,15	(0,86)	(0,62)	0,47	0,81
Dépenses d'investissement³⁾	559	886	236	323	428	400	357	529	786	750	686
Dividendes											
Dividendes en numéraire	83	263	42	41	132	133	125	138	201	201	201
Dividendes en actions émises sur le capital social	-	182	-	-	-	-	98	84	-	-	-
par action	0,10	0,5324	0,05	0,05	0,16	0,16	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662	0,2662

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

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

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

Produits des activités ordinaires

(en millions de dollars)

	Trimestres	Semestres
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 juin 2015	3 726	6 867
Augmentation (diminution) attribuable aux secteurs suivants :		
Sables bitumineux	(169)	(428)
Hydrocarbures classiques	(221)	(389)
Raffinage et commercialisation	(308)	(816)
Activités non sectorielles et éliminations	(21)	18
Produits des activités ordinaires des périodes closes le 30 juin 2016	3 007	5 252

Les produits tirés des secteurs Sables bitumineux et Hydrocarbures classiques, pris collectivement, ont diminué de 29 % au deuxième trimestre de 2016 et de 33 % depuis le début de l'exercice, comparativement à 2015, à cause de la baisse des prix des marchandises et des volumes de vente, facteurs en partie compensés par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. La vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers en 2015 a également comprimé les produits des activités ordinaires. Ces reculs ont été en partie neutralisés par la diminution des redevances.

Les produits des activités ordinaires du secteur Raffinage et commercialisation du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2016 ont diminué de 13 % et de 18 %, respectivement. 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 hausse de la production de produits raffinés et la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les produits tirés des ventes à des tiers effectuées au deuxième trimestre de 2016 par le groupe de commercialisation ont augmenté par rapport à 2015 étant donné que les volumes plus élevés de pétrole brut et de gaz naturel achetés ont été contrebalancés en partie par le recul des prix de vente. Depuis le début de l'exercice, les produits tirés de la commercialisation ont baissé par rapport à 2015 en raison du recul des prix de vente, qui a été neutralisé en partie par l'accroissement des volumes de pétrole brut et de gaz naturel achetés.

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

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

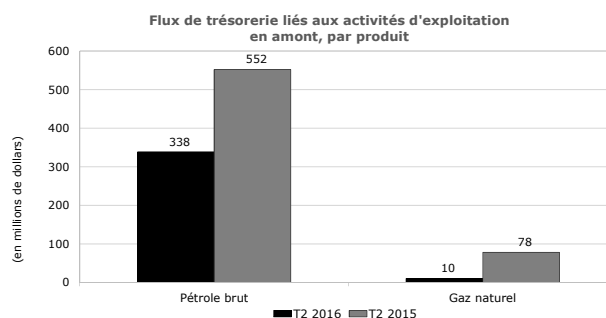
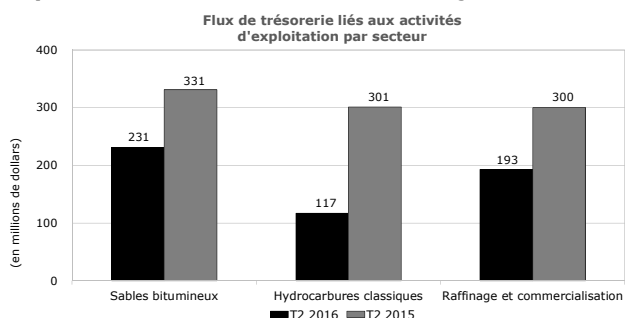
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation constituent une mesure hors PCGR qui permet d'assurer la comparabilité de la performance financière d'une période à l'autre et d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la société. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation correspondent aux produits des activités ordinaires, déduction faite des produits achetés, des frais de transport et de fluidification, des charges d'exploitation ainsi que de la taxe sur la production et des impôts miniers, plus les profits réalisés, moins les pertes réalisées liées à la gestion des risques. Les éléments du secteur Activités non sectorielles et éliminations sont exclus du calcul des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires	3 096	3 794	5 408	7 041
(Ajouter) déduire :				
Produits achetés	1 712	1 976	3 140	3 814
Frais de transport et de fluidification	440	498	891	1 026
Charges d'exploitation ¹⁾	393	428	845	907
Taxe sur la production et impôts miniers	3	6	5	11
(Profit) perte réalisé lié à la gestion des risques	7	(46)	(158)	(197)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	541	932	685	1 480

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

Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2016 et 2015



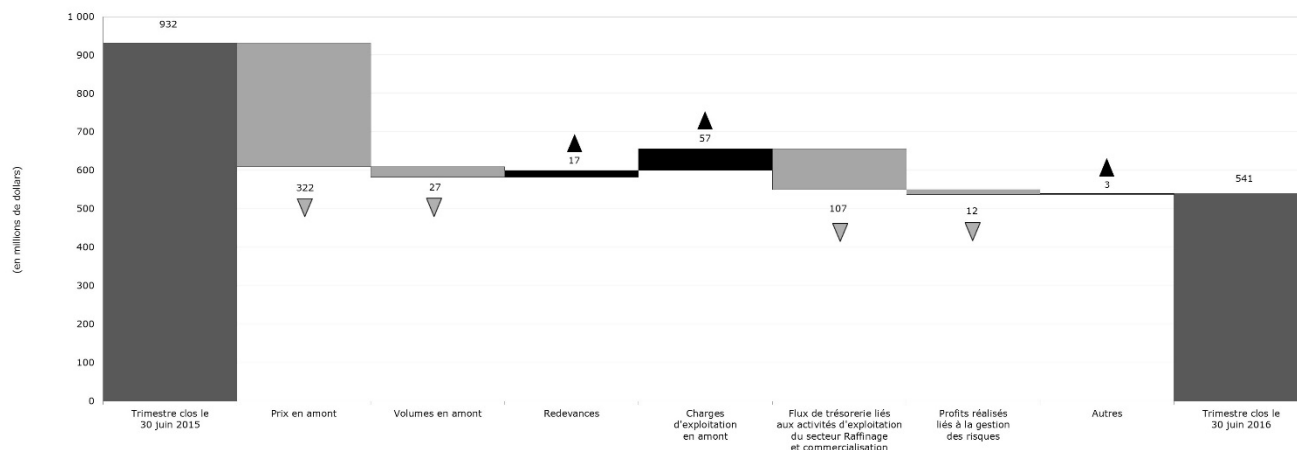
Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué de 42 % au deuxième trimestre de 2016, par rapport à 2015, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution de 32 % du prix de vente moyen du pétrole brut de la société et une réduction de 46 % du prix de vente moyen du gaz naturel, ce qui cadre avec la baisse des prix de référence correspondants;
- la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite du rétrécissement des marges de craquage moyennes sur le marché et de l'accroissement des charges d'exploitation, facteurs en partie compensés par l'augmentation des taux d'utilisation, l'amélioration des marges réalisées sur la vente de produits secondaires, la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd et moyen;
- la réduction de 2 % des volumes de vente de pétrole brut et de 11 % des volumes de vente de gaz naturel.

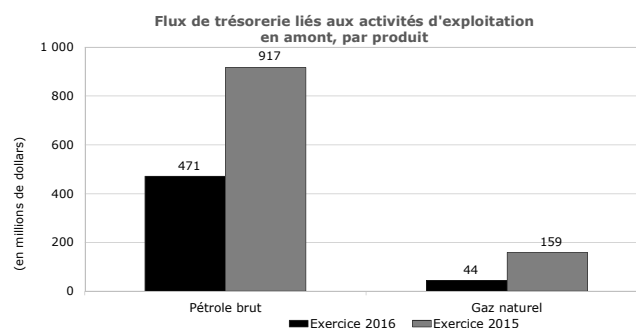
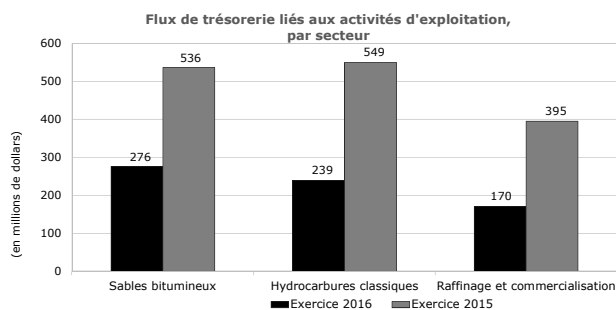
Ces diminutions des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été en partie compensées par les facteurs suivants :

- une baisse de 58 M\$ des frais de transport et de fluidification du pétrole brut sous l'effet principalement de la diminution des prix des condensats, en partie contrebalancée par l'accroissement des volumes de condensats utilisés et des coûts de transport;
- une réduction de 48 M\$ des charges d'exploitation liées au pétrole brut découlant surtout de la baisse des coûts du carburant, des activités de réparation et d'entretien, des produits chimiques, de l'électricité ainsi que des réductions de l'effectif et des travaux de reconditionnement.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



Comparaison des semestres clos les 30 juin 2016 et 2015



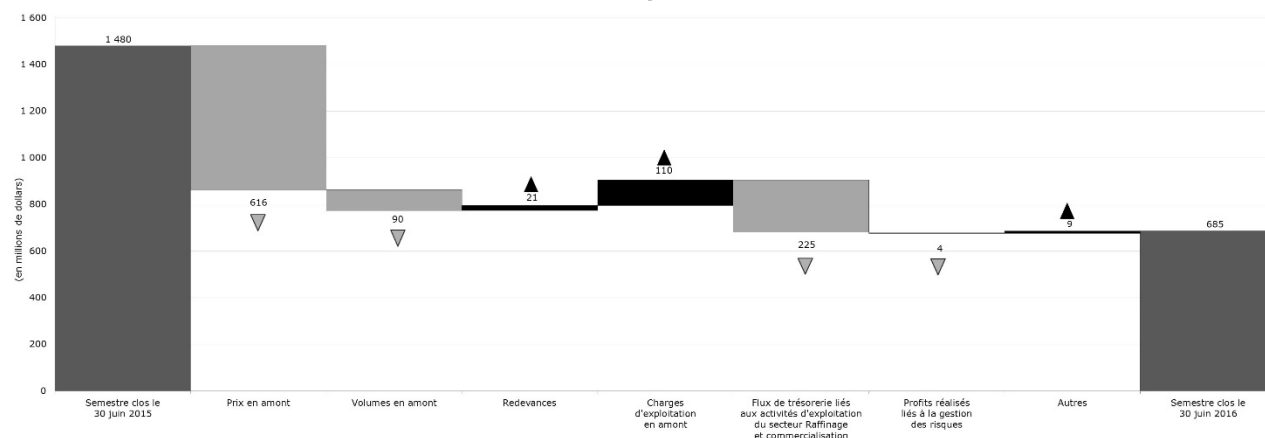
Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué de 54 % au premier semestre de 2016, par rapport à 2015, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution de 38 % du prix de vente moyen du pétrole brut de la société et une réduction de 35 % du prix de vente moyen du gaz naturel, ce qui cadre avec la baisse des prix de référence correspondants;
- la diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation par suite du rétrécissement des marges de craquage moyennes sur le marché et de l'accroissement des charges d'exploitation, facteurs en partie compensés par l'amélioration des marges réalisées sur la vente de produits secondaires, la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et l'augmentation des taux d'utilisation;
- la réduction de 5 % des volumes de vente de pétrole brut et de 12 % 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 :

- une baisse de 133 M\$ des frais de transport et de fluidification du pétrole brut sous l'effet principalement de la diminution des prix des condensats, en partie contrebalancée par l'accroissement des volumes de condensats utilisés et la hausse des coûts de transport;
- une réduction de 97 M\$ des charges d'exploitation liées au pétrole brut découlant surtout des réductions de l'effectif, de la baisse des coûts des produits chimiques, de la diminution des coûts de réparation et d'entretien, de la baisse des coûts du carburant découlant de la diminution des prix du gaz naturel et d'une réduction des travaux de reconditionnement;
- une diminution de 21 M\$ des redevances principalement causée par une baisse des prix de vente réalisés sur le pétrole brut.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Flux de trésorerie

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	205	335	387	610
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(17)	(14)	(46)	(68)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(218)	(128)	(33)	(294)
Flux de trésorerie	440	477	466	972

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, les flux de trésorerie ont diminué surtout en raison de la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation dont il est fait mention ci-dessus, en partie compensée par la baisse du produit d'impôt exigible.

Résultat d'exploitation

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Résultat avant impôt sur le résultat	(348)	180	(683)	(601)
Ajouter (déduire) :				
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques ¹⁾	284	151	433	296
(Profit) perte de change latent autre que d'exploitation ²⁾	18	(99)	(395)	415
(Profit) perte à la vente d'actifs	1	-	1	(16)
Résultat d'exploitation avant impôt sur le résultat	(45)	232	(644)	94
Charge d'impôt sur le résultat	(6)	81	(182)	31
Résultat d'exploitation	(39)	151	(462)	63

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

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

La diminution du résultat d'exploitation pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 en regard de 2015 est imputable principalement à la contraction des flux de trésorerie dont il est fait mention ci-dessus, à la comptabilisation d'une charge hors trésorerie de 17 M\$ (31 M\$ depuis le début de l'exercice) relativement à certains locaux à bureaux à Calgary en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus et à un produit d'impôt différé plus élevé pour les périodes précédentes, facteurs en partie annulés par la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Résultat net

(en millions de dollars)

	Trimestres	Semestres
Résultat net des périodes closes le 30 juin 2015	126	(542)
Augmentation (diminution) attribuable aux éléments suivants :		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ^{1), 2)}	(391)	(795)
Activités non sectorielles et éliminations :		
Profits (pertes) latents liés à la gestion des risques	(133)	(137)
Profits (pertes) de change latents	(120)	812
Profits (pertes) à la sortie d'actifs	(1)	(17)
Charges ^{2), 3)}	(19)	(37)
Amortissement et épuisement	115	72
Coûts de prospection	21	20
Produit d'impôt sur le résultat	135	239
Résultat net des périodes closes le 30 juin 2016	(267)	(385)

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

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

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

Le résultat net du trimestre clos le 30 juin 2016 a fléchi en raison surtout des facteurs suivants :

- une diminution du résultat d'exploitation décrite plus haut;
- des pertes latentes liées à la gestion des risques de 284 M\$ pour le trimestre comparativement à 151 M\$ au deuxième trimestre de 2015;
- une perte de change latente autre que d'exploitation de 18 M\$ se rapportant à la conversion de la dette libellée en dollars américains comparativement à un profit latent de 99 M\$ en 2015.

Ces diminutions ont été en partie contrebalancées par une augmentation du produit d'impôt différé en 2016 découlant surtout de l'incidence des pertes latentes liées à la gestion des risques.

Le résultat net a progressé pour le semestre clos le 30 juin 2016, essentiellement sous l'effet d'un profit de change latent autre que d'exploitation de 395 M\$ comparativement à une perte de change latente de 415 M\$ en 2015 et d'une augmentation du produit d'impôt différé. Ces hausses ont été en partie annulées par le repli du résultat d'exploitation analysé plus haut et par des pertes latentes liées à la gestion des risques de 433 M\$ depuis le début de l'exercice alors qu'elles s'étaient établies à 296 M\$ en 2015.

Dépenses d'investissement, montant net

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Sables bitumineux	139	260	366	674
Hydrocarbures classiques	34	36	73	102
Raffinage et commercialisation	53	48	105	92
Activités non sectorielles et éliminations	10	13	15	18
Dépenses d'investissement	236	357	559	886
Acquisitions	11	-	11	-
Sorties d'actifs	-	-	-	(16)
Dépenses d'investissement, montant net¹⁾	247	357	570	870

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

Les dépenses d'investissement du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2016 ont reculé de 34 % et de 37 %, respectivement, par rapport à 2015, car Cenovus les a réduites eu égard à la faiblesse des prix des marchandises.

Les dépenses d'investissement du secteur Sables bitumineux ont visé principalement les investissements de maintien liés à la production actuelle, ainsi que les travaux visant à achever l'expansion de la phase G de Foster Creek et la phase F d'expansion de Christina Lake. 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.

Les dépenses d'investissement du secteur Raffinage et commercialisation étaient axées sur les projets de décongestion de Wood River, en plus de la maintenance des immobilisations, des projets d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des raffineries de Cenovus et des initiatives environnementales.

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

Décisions relatives aux dépenses d'investissement

L'approche disciplinée de la société à l'égard de la répartition des capitaux fait notamment appel à l'établissement de priorités concernant l'affectation des flux de trésorerie, comme suit :

- en premier lieu, les flux de trésorerie sont affectés aux dépenses d'investissement nécessaires pour exercer les activités commerciales existantes;
- en deuxième lieu, ils sont affectés au versement de dividendes afin d'offrir un rendement global solide aux actionnaires;
- en troisième lieu, ils sont affectés au capital-développement ou aux investissements discrétionnaires.

Cette méthode de répartition des capitaux comporte l'évaluation de toutes les possibilités à l'aide de critères rigoureux en fonction de l'atteinte des objectifs de Cenovus en ce qui a trait au maintien d'une structure financière prudente et souple et d'une situation financière vigoureuse qui l'aide à rester financièrement solide lorsque les flux de trésorerie baissent. En outre, la société continue d'évaluer d'autres occasions commerciales ou financières, notamment des moyens pour dégager des flux de trésorerie de son portefeuille actuel. Pour en savoir plus sur le sujet, se reporter à la section « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Flux de trésorerie ¹⁾	440	477	466	972
Dépenses d'investissement (investissements de maintien et capital-développement)	236	357	559	886
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	204	120	(93)	86
Dividendes en numéraires	42	125	83	263
	162	(5)	(176)	(177)

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

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

La société prévoit que les dépenses d'investissement en 2016 seront financées à l'aide de flux de trésorerie générés en interne et des fonds en caisse.

SECTEURS À PRÉSENTER

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

Sables bitumineux, qui se consacre aux activités de mise en valeur et de production de bitume et de gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Les actifs liés au bitume de Cenovus comprennent Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, ainsi que divers projets encore aux premiers stades de la mise en valeur, comme Grand Rapids et Telephone Lake. Certains des terrains de sables bitumineux de Cenovus que celle-ci exploite, notamment ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, sont détenus conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non apparentée.

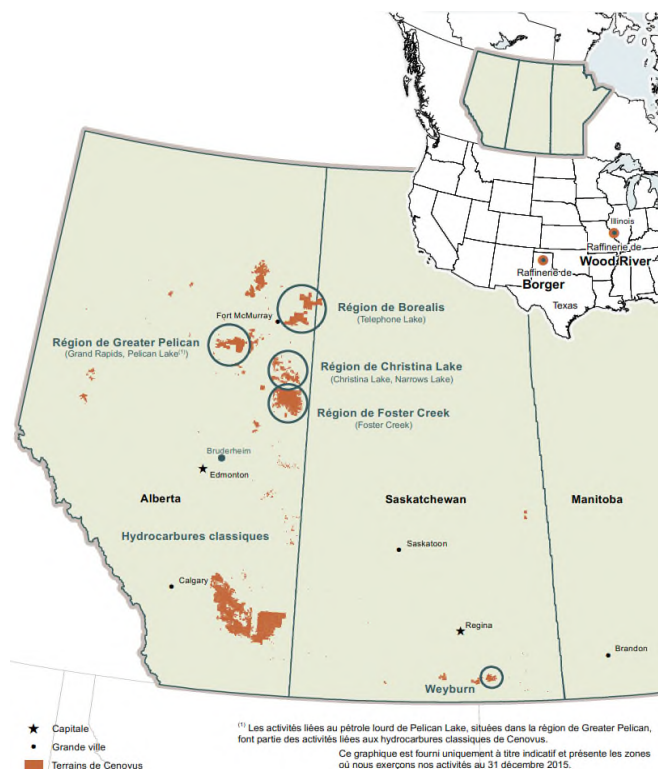
Hydrocarbures classiques, qui comprend la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN classiques en Alberta et en Saskatchewan, y compris les actifs liés au pétrole lourd à Pelican Lake, le projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du dioxyde de carbone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

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

Activités non sectorielles et éliminations, qui comprend principalement les profits ou les pertes latents comptabilisés à l'égard des instruments financiers dérivés, les profits ou pertes à la sortie d'actifs, ainsi que d'autres coûts de Cenovus au titre des activités générales, administratives, de financement et de recherche. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit réalisé (ou la perte réalisée) est comptabilisé dans le secteur d'exploitation auquel se rapporte l'instrument dérivé. Les éliminations sont liées aux ventes, au résultat d'exploitation et aux achats intersectoriels de produits qui sont constatés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'au résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks.

Produits des activités ordinaires par secteur à présenter

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Sables bitumineux	706	875	1 176	1 604
Hydrocarbures classiques	261	482	515	904
Raffinage et commercialisation	2 129	2 437	3 717	4 533
Activités non sectorielles et éliminations	(89)	(68)	(156)	(174)
	3 007	3 726	5 252	6 867



SABLES BITUMINEUX

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

Les principaux événements qui ont eu une incidence sur le secteur Sables bitumineux au deuxième trimestre de 2016 par rapport à 2015 sont les suivants :

- la réalisation de prix nets opérationnels sur le pétrole brut, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de 14,43 \$ le baril, soit une réduction de 47 % par rapport au deuxième trimestre de 2015;
- la baisse de 20 M\$, soit 2,51 \$ le baril, des charges d'exploitation du pétrole brut, qui se sont établies à 8,06 \$ le baril;
- l'augmentation de 11 % de la production à Foster Creek, qui a atteint une moyenne de 64 544 barils par jour;
- la réduction de 121 M\$ des dépenses d'investissement.

Sables bitumineux – pétrole brut

Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2016 et 2015

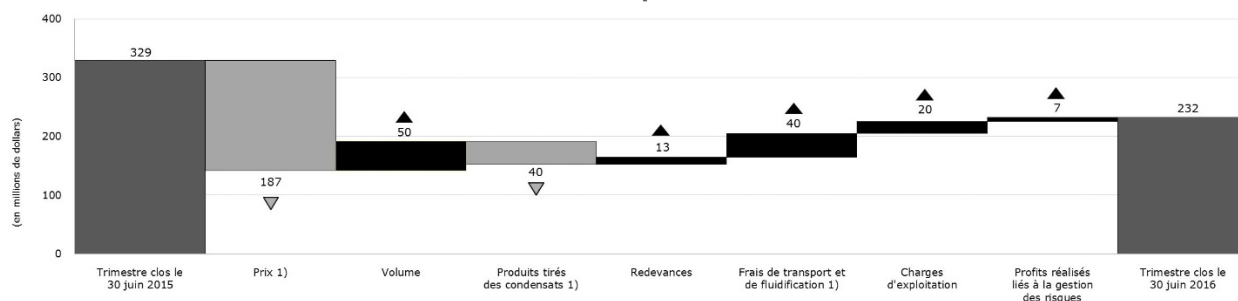
Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin	
	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	707	884
Déduire : redevances	3	16
Produits des activités ordinaires	704	868
Charges		
Transport et fluidification	395	435
Activités d'exploitation ¹⁾	101	121
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(24)	(17)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	232	329
Dépenses d'investissement	138	260
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	94	69

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

Lorsque les dépenses d'investissement sont supérieures aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tirés du secteur Sables bitumineux, elles sont financées par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant des activités du secteur Hydrocarbures classiques et les fonds en caisse.

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

Au deuxième trimestre de 2016, le prix de vente moyen réalisé sur le pétrole brut s'est situé à 30,59 \$ le baril. Le prix moyen réalisé par la société s'est amélioré par rapport au prix de 10,13 \$ le baril du premier trimestre, mais il reste 33 % plus bas qu'au deuxième trimestre de 2015. La diminution du prix du pétrole brut réalisé par la société cadre avec la baisse des prix de référence du WCS et du Christina Dilbit Blend (« CDB »). La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et l'accroissement des ventes sur le marché américain, qui permettent généralement de dégager un prix de vente supérieur, ont eu une incidence positive sur les prix de vente réalisés.

Le prix réalisé sur le bitume dépend entre autres du coût des condensats employés pour la fluidification. Lorsque le coût des condensats monte par rapport au prix du pétrole brut dilué, le prix réalisé par la société pour le bitume diminue. De plus, la société paie pour les condensats un prix généralement plus élevé que le prix du marché à cause du coût de transport des condensats entre les marchés et les champs pétroliers, facteur en partie atténué par le calendrier d'achat et d'utilisation des stocks dans un contexte de hausse des prix.

L'écart entre le WCS et le CDB s'est élargi pour se chiffrer à un escompte de 2,64 \$ US le baril (2,00 \$ US le baril en 2015). Au deuxième trimestre, 90 % de la production de Christina Lake a été vendue à titre de CDB (88 % en 2015), le reste étant vendu à même le WCS. La production de Christina Lake, qu'elle soit offerte à titre de CDB ou incorporée au WCS et alors assujettie à une charge de péréquation liée à la qualité, se vend à escompte par rapport au WCS.

Volumes de production

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 juin		
	2016	Variation	2015
Foster Creek	64 544	11 %	58 363
Christina Lake	78 060	8 %	72 371
	142 604	9 %	130 734

La production à Foster Creek a été supérieure à celle de 2015 surtout par suite d'une interruption préventive de 11 jours au deuxième trimestre de 2015 en raison d'un feu de forêt dans les environs, qui a réduit la production d'environ 10 500 barils par jour. La production du deuxième trimestre de 2016 a été avantagée par les nouveaux puits mis en service pendant la période.

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

Condensats

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

Redevances

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

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

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

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Trimestres clos les 30 juin	
	2016	2015
Foster Creek	1,0	5,0
Christina Lake	1,2	2,5

Les redevances ont diminué de 13 M\$ au deuxième trimestre par rapport à la même période en 2015, principalement à cause du recul des prix de vente du pétrole brut, qui a été atténué par l'accroissement des volumes de vente.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont baissé de 40 M\$, soit 9 %. 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. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen au deuxième trimestre, à cause des frais de transport associés à l'acheminement des condensats vers les projets de sables bitumineux de Cenovus. Toutefois, la société a quelque peu profité de l'utilisation de condensats achetés à un prix moins élevé plus tôt au cours de l'exercice.

Les frais de transport ont augmenté en raison des tarifs imputables aux ventes additionnelles réalisées sur le marché américain, qui sont assorties de prix de vente plus élevés, et des volumes expédiés supérieurs par suite de l'augmentation de la production. De plus, les frais ont monté à cause des charges associées aux engagements relatifs à la capacité de transport qui sont supérieurs à la production actuelle. La croissance future de la production devrait réduire les frais de transport par baril de la société.

Les frais de transport ont aussi augmenté en raison de l'accroissement des volumes déplacés par transport ferroviaire au trimestre considéré par rapport à 2015. La société a en effet déplacé par transport ferroviaire en moyenne 10 810 barils bruts de pétrole brut par jour, dont 16 expéditions par train-bloc (5 210 barils bruts par jour, dont 8 expéditions par train-bloc en 2015). Les 16 trains-blocs ont été chargés au terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société, situé à Bruderheim, en Alberta.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au deuxième trimestre de 2016 ont été la main-d'œuvre, le carburant, les coûts des produits chimiques, les réparations et la maintenance ainsi que les reconditionnements. Au total, les charges d'exploitation ont fléchi de 20 M\$ en raison surtout de la baisse des prix du gaz naturel qui a entraîné une diminution des coûts du carburant, de la réduction des activités de réparation et de maintenance, de la baisse des coûts de l'électricité et de la réduction de l'effectif.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Trimestres clos les 30 juin		2015
	2016	Variation	
Foster Creek			
Carburant	1,64	(41) %	2,78
Autres coûts ¹⁾	8,51	(19) %	10,51
Total	10,15	(24) %	13,29
Christina Lake			
Carburant	1,42	(35) %	2,18
Autres coûts ¹⁾	4,93	(18) %	6,02
Total	6,35	(23) %	8,20
Total	8,06	(24) %	10,57

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

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

- la diminution des coûts liés aux réparations et à la maintenance par suite de la priorité accordée aux activités d'exploitation essentielles;
- l'accroissement des volumes de production;
- une réduction des charges de reconditionnement découlant du nombre moindre de remplacements de pompes.

À Christina Lake, le coût du carburant a fléchi par suite de la baisse du prix du gaz naturel, en partie annulée par une augmentation de la consommation unitaire de carburant. Les charges d'exploitation autres que le carburant ont diminué en raison d'un accroissement de la production et de la comptabilisation d'un crédit découlant de la réévaluation des crédits d'émission de gaz à effet de serre par suite de modifications de la réglementation, facteurs en partie contrebalancés par l'accroissement des coûts de traitement des déchets et des liquides et des frais de transport par camion découlant des niveaux d'activité supérieurs.

Prix nets opérationnels

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	2016	Trimestres clos les 30 juin 2015	2016	2015
Prix ¹⁾	33,40	48,25	28,31	43,36
Redevances	0,23	1,97	0,28	0,99
Transport et fluidification ¹⁾	11,44	9,04	4,90	4,29
Charges d'exploitation ²⁾	10,15	13,29	6,35	8,20
Prix nets, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques³⁾	11,58	23,95	16,78	29,88
Opérations réalisées au titre de la gestion des risques	1,88	0,54	1,96	2,21
Prix nets, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	13,46	24,49	18,74	32,09

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 24,76 \$ le baril au deuxième trimestre (29,82 \$ le baril en 2015) pour Foster Creek et à 26,24 \$ le baril (32,90 \$ le baril en 2015) pour Christina Lake. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 25 % à 33 % environ.

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

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

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 24 M\$ au deuxième trimestre (17 M\$ en 2015), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat de la société ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Comparaison des semestres clos les 30 juin 2016 et 2015

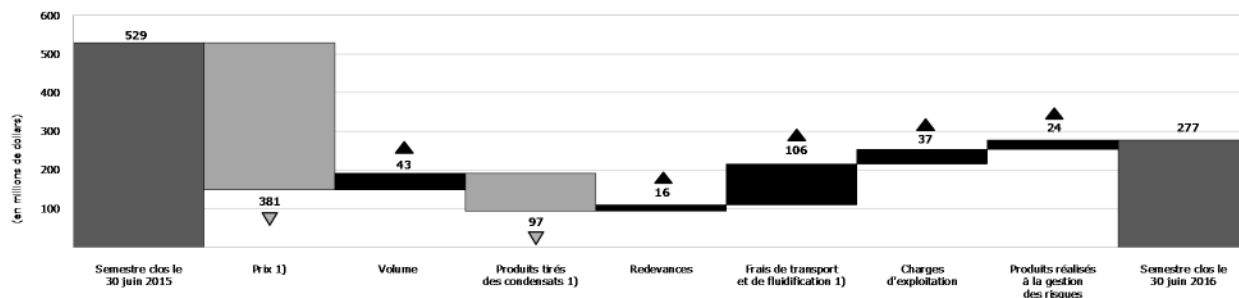
Résultats financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	1 172	1 607
Déduire : redevances	3	19
Produits des activités ordinaires	1 169	1 588
Charges		
Transport et fluidification	799	905
Activités d'exploitation ¹⁾	223	260
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(130)	(106)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	277	529
Dépenses d'investissement	365	673
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	(88)	(144)

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

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

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

Pour le semestre clos le 30 juin 2016, le prix de vente moyen réalisé sur le pétrole brut s'est situé à 20,28 \$ le baril, soit une baisse de 43 % par rapport à 2015. La diminution du prix du pétrole brut réalisé par la société cadre avec la baisse des prix de référence du WCS et du CDB, atténuée en partie 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.

Au premier semestre de 2016, 90 % de la production de Christina Lake a été vendue à titre de CDB (87 % en 2015), le reste étant vendu à même le WCS.

Volumes de production

(en barils par jour)	Semestres clos les 30 juin		2015
	2016	Variation	
Foster Creek	62 713	(1) %	63 106
Christina Lake	77 577	4 %	74 410
	140 290	2 %	137 516

La production à Foster Creek a été légèrement inférieure à celle de 2015. Au deuxième trimestre de 2016, de nouveaux puits ont été mis en service et des puits dont la production avait été interrompue pour entretien au début de 2016 ont été remis en service, ce qui a annulé en partie la baisse de la production du premier trimestre. La production du premier semestre de 2015 à Foster Creek avait été réduite d'environ 5 300 barils nets par jour par suite d'une interruption préventive de 11 jours en raison d'un feu de forêt dans les environs.

La production à Christina Lake a été supérieure au premier semestre de 2016 grâce à l'apport des nouveaux puits et au rendement fiable des installations de la société.

Redevances

Taux de redevance réel

(en pourcentage)	Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015
Foster Creek	0,3	2,8
Christina Lake	1,2	2,7

Les redevances ont diminué de 16 M\$ principalement à cause du recul des prix de vente du pétrole brut, qui a été atténué par l'accroissement des volumes de vente.

La faiblesse des prix de vente du pétrole brut ainsi que la mise à jour du calcul des redevances en 2015 à Foster Creek se sont traduites par une diminution du taux de redevance au premier semestre de 2016. De plus, Cenovus a en 2015 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 5,0 % en 2015.

Le taux de redevance à Christina Lake a fléchi en 2016 par suite de la baisse des prix de vente réalisés.

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont baissé de 106 M\$, soit 12 %. 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. Les coûts des condensats ont été supérieurs au prix de référence moyen en 2016, à cause de l'utilisation de stocks achetés à un prix plus élevé 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 surtout en raison des tarifs imputables aux ventes additionnelles réalisées sur le marché américain, qui sont assorties de prix de vente plus élevés, et des volumes expédiés supérieurs par suite de l'augmentation de la production. De plus, les frais ont monté à cause des charges associées aux engagements relatifs à la capacité de transport qui sont supérieurs à la production actuelle. La croissance future de la production devrait réduire les frais de transport par baril de la société.

Les volumes déplacés par transport ferroviaire ont diminué au premier semestre de 2016; frais de transport qui ont toutefois augmenté légèrement, car les volumes ont été transportés sur de plus grandes distances. La société a déplacé par transport ferroviaire en moyenne 7 718 barils bruts de pétrole brut par jour, dont 23 expéditions par train-bloc (8 522 barils bruts par jour, dont 26 expéditions par train-bloc en 2015). Les 23 trains-blocs ont été chargés au terminal de transport ferroviaire de pétrole brut de la société situé à Bruderheim, en Alberta.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au premier semestre de 2016 ont été la main-d'œuvre, le carburant, les reconditionnements, les produits chimiques et les réparations et la maintenance. Au total, les charges d'exploitation ont fléchi de 37 M\$ en raison surtout de la baisse des prix du gaz naturel qui a entraîné une diminution des coûts du carburant, de la réduction des activités de réparation et de maintenance et de la réduction de l'effectif.

Charges d'exploitation unitaires

(\$/baril)	Semestres clos les 30 juin		2015
	2016	Variation	
Foster Creek			
Carburant	2,05	(29) %	2,87
Autres coûts ¹⁾	9,04	(18) %	11,04
Total	11,09	(20) %	13,91
Christina Lake			
Carburant	1,70	(22) %	2,18
Autres coûts ¹⁾	5,30	(12) %	6,04
Total	7,00	(15) %	8,22
Total	8,79	(19) %	10,79

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

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

- la diminution des coûts liés aux réparations et à la maintenance par suite de la priorité accordée aux activités d'exploitation essentielles;
- les réductions d'effectifs;
- une réduction des charges de reconditionnement découlant de la baisse des coûts associés à l'entretien des puits et aux remplacements de pompes.

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

- un accroissement de la production;
- la comptabilisation d'un crédit découlant de la réévaluation des crédits d'émission de gaz à effet de serre par suite de modifications de la réglementation;
- la baisse des coûts des produits chimiques faisant suite aux innovations relatives à la chaîne d'approvisionnement;
- les coûts liés aux réductions d'effectifs.

Ces diminutions ont été contrebalancées par l'accroissement des coûts de reconditionnement découlant du remplacement d'un plus grand nombre de pompes.

Prix nets opérationnels

(\$/baril)	Foster Creek		Christina Lake	
	2016	2015	2016	2015
Prix ¹⁾	22,78	38,53	18,33	32,71
Redevances	0,04	0,82	0,16	0,79
Transport et fluidification ¹⁾	10,09	9,22	5,10	4,22
Charges d'exploitation ²⁾	11,09	13,91	7,00	8,22
Prix nets, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques³⁾	1,56	14,58	6,07	19,48
Opérations réalisées au titre de la gestion des risques	5,63	4,60	4,77	4,24
Prix nets, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	7,19	19,18	10,84	23,72

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 25,44 \$ le baril (30,21 \$ le baril en 2015) pour Foster Creek et à 26,35 \$ le baril (32,21 \$ le baril en 2015) pour Christina Lake. Les ratios de fluidification de la société se situent dans une fourchette de 25 % à 33 % environ.

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

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

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont engendré des profits réalisés de 130 M\$ au premier semestre de 2016 (106 M\$ en 2015), ce qui cadre avec le fait que les prix fixés par contrat de la société ont été supérieurs aux prix de référence moyens.

Sables bitumineux – gaz naturel

Le secteur Sables bitumineux comprend les activités liées au gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Une partie de la production de gaz naturel tirée du bien situé en Athabasca sert de carburant à Foster Creek. La production de gaz naturel de la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, déduction faite de cette consommation interne, s'est chiffrée à 18 Mpi³/j et à 17 Mpi³/j, respectivement (21 Mpi³/j et 20 Mpi³/j en 2015, respectivement).

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation provenant de la production de gaz naturel du secteur Sables bitumineux se sont établis à néant au deuxième trimestre (1 M\$ en 2015) et à 1 M\$ depuis le début de l'exercice (4 M\$ en 2015), reculant principalement à cause de la baisse des prix de vente réalisés pour le gaz naturel.

Sables bitumineux – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Foster Creek	68	73	157	222
Christina Lake	61	161	175	368
	129	234	332	590
Narrows Lake	1	9	5	29
Telephone Lake	3	4	10	15
Grand Rapids	1	12	6	26
Autres ¹⁾	5	1	13	14
Dépenses d'investissement²⁾	139	260	366	674

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

À Foster Creek et à Christina Lake, les dépenses d'investissement visaient des investissements de maintien liés à la production actuelle et, au premier trimestre, au forage de puits stratigraphiques destinés à aider à délimiter les emplacements des plateformes d'exploitation pour les puits de maintien et les phases d'expansion à court terme. Au cours du premier semestre de l'exercice, les activités ont aussi porté sur la phase G d'expansion de Foster Creek et la phase d'expansion F de Christina Lake, ces deux projets respectant toujours leur échéancier. Les dépenses d'investissement ont diminué au deuxième trimestre ainsi que depuis le début de l'exercice en raison surtout des réductions de dépenses décidées à cause de la faiblesse des prix des marchandises. À Christina Lake, les dépenses d'investissement ont diminué aussi parce que le projet d'optimisation a été achevé en 2015.

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

Nouveaux projets

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

À Grand Rapids, les dépenses d'investissement ont diminué au premier semestre de 2016 et se sont limitées à la réduction progressive des activités du projet pilote de DGMV. Au premier semestre de 2015, une troisième paire de puits pilotes avait été forée à Grand Rapids.

Travaux de forage¹⁾

Semestre clos le 30 juin	Puits de forage stratigraphique bruts ²⁾		Puits productifs bruts ³⁾	
	2016	2015	2016	2015
Foster Creek	95	122	11	10
Christina Lake	97	36	19	33
	192	158	30	43
Grand Rapids	-	-	-	1
Autres	5	-	-	-
	197	158	30	44

1) La société n'a foré aucun puits de service brut au cours du semestre clos le 30 juin 2016 (5 puits de service bruts en 2015).

2) Compte tenu des puits forés à l'aide du système de forage SkyStrat^{MC}, qui fait appel à un hélicoptère et à un appareil de forage léger pour permettre le forage sécuritaire de puits stratigraphiques dans des zones éloignées en toute période de l'année. Au premier semestre de 2016, la société n'a foré aucun puits à l'aide de son système de forage SkyStrat^{MC} (7 puits en 2015).

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

Dépenses d'investissement futures

Étant donné la faiblesse des prix des marchandises, Cenovus a adopté une démarche plus modérée et graduelle à l'égard de l'expansion future des sables bitumineux.

Projets existants

À Foster Creek, les phases A à F sont actuellement en production, et une partie de la capacité initiale de la phase G a commencé à être disponible vers la fin du deuxième trimestre. La société s'attend à ce que les dépenses d'investissement s'établissent entre 280 M\$ et 310 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 au troisième trimestre de 2016 et atteindre la capacité nominale après 12 à 18 mois. Les dépenses se rapportant aux travaux de construction de la phase H ont été reportées en raison de la faiblesse des prix des marchandises, ce qui repousse son démarrage prévu au-delà de 2017. La phase H est d'une capacité nominale initiale de 30 000 barils bruts par jour. En décembre 2014, la société a reçu l'autorisation des organismes de réglementation à l'égard de l'expansion de la phase J, d'une capacité de 50 000 barils bruts par jour.

À Christina Lake, les phases A à E sont en production. Les dépenses d'investissement de 2016 devraient se chiffrer entre 280 M\$ et 310 M\$ et être axées sur les investissements de maintien visant la production existante et l'expansion de la phase F. La phase F devrait accroître la capacité de production brute de 50 000 barils par jour au troisième trimestre de 2016 et atteindre la capacité nominale après 12 à 18 mois. En 2015, les travaux de construction de la phase G ont été reportés en raison de la faiblesse des prix des marchandises, ce qui repousse son démarrage prévu au-delà de 2017. La phase G est d'une capacité nominale initiale de 50 000 barils bruts par jour. La société a reçu l'aval des organismes de réglementation, en décembre 2015, visant l'expansion de la phase H, qui représente 50 000 barils bruts par jour.

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

Nouveaux projets

La société prévoit investir en 2016 des capitaux de 35 M\$ à 45 M\$ dans ses nouvelles zones de ressources.

Amortissement et épuisement

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

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

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

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

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Sables bitumineux a diminué de 2 M\$ et de 24 M\$, respectivement, surtout à cause de la diminution des taux d'amortissement, qui a été en partie contrebalancée par la hausse des volumes de vente. Le taux d'épuisement moyen du premier semestre de 2016 s'est établi à environ 11,55 \$ le baril en regard de 11,65 \$ le baril en 2015, étant donné que les ajouts aux réserves prouvées neutralisent l'incidence de la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement et des dépenses de mise en valeur futures. Les coûts de mise en valeur futurs, qui composent environ 60 % de la base épuisable, se sont accrus en raison de l'expansion de la zone mise en valeur à Christina Lake.

HYDROCARBURES CLASSIQUES

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

Les facteurs importants ayant influé sur le secteur Hydrocarbures classiques au deuxième trimestre de 2016 par rapport à 2015 sont les suivants :

- les prix nets opérationnels relatifs au pétrole brut et au gaz naturel, exclusion faite des opérations réalisées au titre de la gestion des risques, de 18,06 \$ le baril (31,69 \$ le baril en 2015) et de 0,28 \$ le kpi³ (1,59 \$ le kpi³ en 2015), respectivement;
- l'établissement à 55 476 barils par jour de la production moyenne de pétrole brut, en baisse de 20 % 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. L'apport à la production annuelle des actifs cédés s'était chiffré en moyenne à 4 300 barils par jour au deuxième trimestre de 2015;
- la réduction de 28 M\$ des charges d'exploitation du pétrole brut. Les charges d'exploitation par baril ont baissé de 9 % par suite de la diminution des travaux de réparation, de maintenance et de reconditionnement, de la consommation de produits chimiques et des prix de l'électricité ainsi que des compressions de personnel;
- des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement, de 83 M\$, soit une diminution de 69 %.

Hydrocarbures classiques – pétrole brut

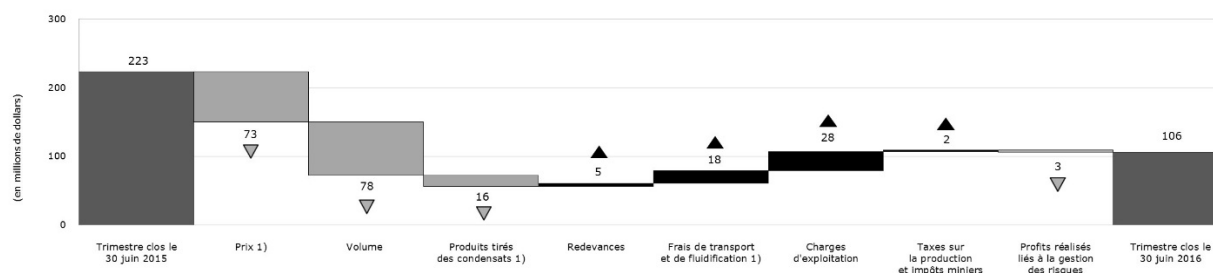
Comparaison des trimestres clos les 30 juin 2016 et 2015

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin	
	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	239	406
Déduire : redevances	31	36
Produits des activités ordinaires	208	370
Charges		
Transport et fluidification	40	58
Activités d'exploitation ¹⁾	70	98
Taxe sur la production et impôts miniers	3	5
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(11)	(14)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	106	223
Dépenses d'investissement	32	34
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	74	189

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

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

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

Le prix de vente réalisé sur le pétrole brut par la société s'est chiffré en moyenne à 42,03 \$ le baril au deuxième trimestre, soit une baisse de 25 % par rapport au deuxième trimestre de 2015, ce qui concorde avec la diminution des prix de référence du pétrole brut, déduction faite des écarts applicables. Ce montant représente toutefois une augmentation de 41 % par rapport au prix moyen réalisé au premier trimestre de 2016, qui était de 29,82 \$ le baril.

Volumes de production

(en barils par jour)	Trimestres clos les 30 juin		2015
	2016	Variation	
Pétrole lourd	28 500	(21) %	36 099
Pétrole léger et moyen	26 177	(18) %	31 809
LGN	799	(39) %	1 312
	55 476	(20) %	69 220

La production de pétrole brut a diminué en raison des baisses normales de rendement prévues et de la vente des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers. L'apport à la production annuelle des actifs cédés s'était chiffré en moyenne à 4 300 barils par jour au deuxième trimestre de 2015.

La production à Pelican Lake a été interrompue pendant deux jours à titre de mesure de sécurité en raison d'un incendie de forêt dans les environs; les installations de la société n'ont subi aucun dommage. La production perdue a été estimée à environ 650 barils par jour pour le trimestre.

Condensats

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

Redevances

Les redevances ont diminué au deuxième trimestre, principalement par suite d'une baisse des prix de vente réalisés et d'une réduction des volumes de vente, en partie compensées par les redevances supplémentaires encaissées à Pelican Lake, à Weyburn et à d'autres biens liés aux hydrocarbures classiques par suite de la vente en 2015 de la participation de la société dans des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers. Au deuxième trimestre, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 15,5 % (10,2 % en 2015).

À Pelican Lake, les redevances à la Couronne sont établies selon le calcul des redevances pour les projets de sables bitumineux. Pelican Lake est un projet qui a atteint le stade de récupération des coûts, donc les redevances sont établies d'après un calcul du taux annualisé fondé sur le plus élevé 1) des produits bruts multipliés par le taux de redevance applicable (entre 1 % et 9 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI) et 2) des profits nets du projet multipliés par le taux de redevance applicable (entre 25 % et 40 %, selon l'équivalent en dollars canadiens du prix de référence du WTI). Les produits bruts dépendent des volumes de vente et des prix de vente réalisés. Les profits nets sont tributaires des volumes, des prix de vente réalisés et des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement autorisées. Le calcul des redevances à la Couronne pour Pelican Lake est fonction des profits nets.

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

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont diminué de 18 M\$. Les frais de fluidification ont fléchi en raison de la baisse des prix des condensats et d'une diminution des volumes de condensats qui cadre avec la réduction de la production.

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, facteurs en partie annulés par les coûts additionnels découlant des engagements de transport par pipeline excédant la production. La société n'a pas acheminé de volumes par transport ferroviaire au deuxième trimestre de 2016 (822 barils par jour en 2015).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société au deuxième trimestre de 2016 ont été la main-d'œuvre, les reconditionnements, les taxes foncières et les coûts de location, et l'électricité. Les charges d'exploitation ont baissé de 9 %, pour s'établir à 14,00 \$ le baril, principalement en raison des facteurs suivants :

- la diminution des coûts liés aux réparations et à la maintenance et des coûts de reconditionnement par suite de l'accent mis sur les activités critiques et la réalisation d'efficacités opérationnelles;
- la baisse des coûts des produits chimiques par suite de l'utilisation réduite de polymères;
- la réduction des coûts d'électricité en raison d'une diminution de la consommation et d'un recul des prix;
- les réductions de l'effectif.

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

Prix nets opérationnels

(en \$/bl)	Pétrole lourd		Pétrole léger et moyen	
	2016	Trimestres clos les 30 juin 2015	2016	2015
Prix ¹⁾	36,77	52,63	48,09	61,66
Redevances	3,95	5,34	8,52	5,67
Transport et fluidification ¹⁾	3,85	3,09	2,77	3,06
Charges d'exploitation ²⁾	12,34	15,45	16,21	15,90
Taxes sur la production et impôts miniers	0,01	0,08	1,18	1,95
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques³⁾	16,62	28,67	19,41	35,08
Opérations réalisées au titre de la gestion des risques	2,12	2,24	2,09	2,48
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	18,74	30,91	21,50	37,56

1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole lourd avant fluidification, s'est chiffré à 10,34 \$ le baril (12,42 \$ en 2015) pour les biens liés au pétrole lourd de la société. Les ratios de fluidification de la société varient de 10 % à 16 % environ.

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

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

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques au deuxième trimestre ont donné lieu à des profits réalisés de 11 M\$ (14 M\$ en 2015), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient inférieurs aux prix contractuels de Cenovus.

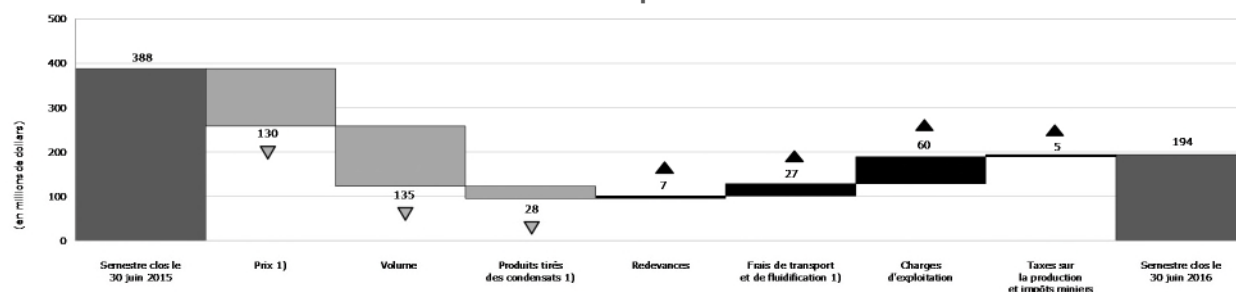
Comparaison des semestres clos les 30 juin 2016 et 2015

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	428	721
Déduire : redevances	48	55
Produits des activités ordinaires	380	666
Charges		
Transport et fluidification	84	111
Activités d'exploitation ¹⁾	148	208
Taxe sur la production et impôts miniers	5	10
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(51)	(51)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	194	388
Dépenses d'investissement	69	96
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	125	292

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

Variation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation



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

Produits des activités ordinaires

Prix

Le prix de vente moyen réalisé sur le pétrole brut par la société a diminué de 26 %, pour s'établir à 35,73 \$ le baril, ce qui concorde avec le recul constant des prix de référence du pétrole brut, déduction faite des écarts applicables.

Volumes de production

(en barils par jour)	Semestres clos les 30 juin		2015
	2016	Variation	
Pétrole lourd	29 873	(18) %	36 624
Pétrole léger et moyen	26 649	(20) %	33 463
LGN	1 003	(25) %	1 335
	57 525	(19) %	71 422

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. L'apport à la production annuelle des actifs cédés s'était chiffré en moyenne à 4 500 barils par jour au premier semestre de 2015.

Redevances

Les redevances ont diminué de 7 M\$, principalement par suite d'une baisse des prix de vente réalisés et d'une réduction des volumes de vente, en partie compensées par les redevances supplémentaires encaissées à Pelican Lake, à Weyburn et à d'autres biens liés aux hydrocarbures classiques par suite de la vente en 2015 de la participation de la société dans des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers. Au premier semestre de 2016, le taux de redevance réel relatif à l'ensemble des biens de pétrole brut du secteur Hydrocarbures classiques s'est établi à 14,3 % (9,0 % en 2015). Le calcul des redevances à la Couronne pour Pelican Lake était fonction des profits nets en 2016 comme en 2015.

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

Charges

Transport et fluidification

Les frais de transport et de fluidification ont diminué de 27 M\$. Les frais de fluidification ont fléchi en raison surtout de la baisse des prix des condensats et d'une diminution des volumes de condensats qui cadre avec la réduction de la production.

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, facteurs en partie annulés par les coûts additionnels découlant des engagements de transport par pipeline excédant la production actuelle. Au premier semestre de 2016, la société n'a pas acheminé de volumes par transport ferroviaire (1 204 barils par jour en 2015).

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société au premier semestre de 2016 ont été les coûts de la main-d'œuvre, les travaux de reconditionnement, l'électricité, les taxes foncières et les coûts de location, la consommation de produits chimiques et les activités de réparation et de maintenance. Les charges d'exploitation ont baissé de 60 M\$, ou 1,49 \$ le baril.

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

- la diminution des coûts liés aux réparations et à la maintenance et des coûts de reconditionnement par suite de l'accent mis sur les activités opérationnelles critiques;
- la baisse des coûts des produits chimiques par suite de l'utilisation réduite de polymères;
- les réductions de l'effectif;
- la réduction des coûts d'électricité en raison d'une diminution de la consommation et d'un recul des prix.

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

Prix nets opérationnels

(en \$/b)	Pétrole lourd		Pétrole léger et moyen	
	Semestres clos les 30 juin			
	2016	2015	2016	2015
Prix ¹⁾	31,15	44,24	41,12	53,24
Redevances	2,62	3,84	6,82	4,55
Transport et fluidification ¹⁾	4,33	3,25	2,75	2,97
Charges d'exploitation ²⁾	13,19	16,37	16,28	15,98
Taxes sur la production et impôts miniers	-	0,05	1,00	1,59
Prix net, compte non tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques³⁾	11,01	20,73	14,27	28,15
Opérations réalisées au titre de la gestion des risques	5,17	3,91	5,04	4,30
Prix net, compte tenu des opérations réalisées au titre de la gestion des risques	16,18	24,64	19,31	32,45

1) Les prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification ne tiennent pas compte du coût d'achat des condensats qui sont mélangés au pétrole lourd. Le coût des condensats, calculé en fonction du baril de pétrole lourd avant fluidification, s'est chiffré à 10,19 \$ le baril (11,96 \$ en 2015) pour les biens liés au pétrole lourd de la société. Les ratios de fluidification de la société varient de 10 % à 16 % environ.

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

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

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques au premier semestre de l'exercice ont donné lieu à des profits réalisés de 51 M\$ (51 M\$ en 2015), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens étaient inférieurs aux prix contractuels de Cenovus.

Hydrocarbures classiques – gaz naturel

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Chiffre d'affaires brut	53	111	135	233
Déduire : redevances	2	1	5	3
Produits des activités ordinaires	51	110	130	230
Charges				
Transport et fluidification	5	4	8	9
Activités d'exploitation	36	43	78	90
Taxe à la production et impôts miniers	-	1	-	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	(15)	1	(25)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	10	77	43	155
Dépenses d'investissement	2	2	4	6
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	8	75	39	149

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

Comparaison des trimestres et des semestres clos les 30 juin 2016 et 2015

Produits des activités ordinaires

Prix

Pour le trimestre clos le 30 juin 2016, le prix de vente moyen obtenu par la société pour le gaz naturel a diminué de 46 % pour s'établir à 1,52 \$ le kpi³ et, pour le semestre clos le 30 juin 2016, il a baissé de 35 % pour se chiffrer à 1,92 \$ le kpi³, ce qui cadre avec le recul du prix de référence AECO.

Production

La production a fléchi de 11 % pour se chiffrer à 381 Mpi³/j au deuxième trimestre et à 386 Mpi³/j depuis le début de l'exercice en raison des baisses normales de rendement prévues et de la vente de terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers, qui avaient produit 14 Mpi³/j et 17 Mpi³/j, respectivement, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015.

Redevances

Les redevances ont augmenté en raison des redevances supplémentaires encaissées par suite de la vente de la participation de la société dans des terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers et ont été en partie contrebalancées par la baisse des prix et de la production. Le taux de redevance moyen au deuxième trimestre s'est chiffré à 4,1 % (1,1 % en 2015) et à 4,3 % depuis le début de l'exercice (1,4 % en 2015).

Charges

Transport

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, les frais de transport sont restés pratiquement les mêmes qu'en 2015. Les réductions de coûts découlant de la diminution des volumes de vente ont été contrebalancées par les charges additionnelles liées à la mise à jour des contrats de transport en 2015.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation de la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 ont été les taxes foncières, les frais de location et la main-d'œuvre. Les charges d'exploitation se sont repliées de 7 M\$ et de 12 M\$, respectivement, par suite essentiellement de la réduction des coûts de main-d'œuvre, de la baisse des prix de l'électricité et des travaux de réparation et d'entretien.

Gestion des risques

Les activités liées à la gestion des risques ont donné lieu à une incidence de néant au deuxième trimestre et à des pertes réalisées de 1 M\$ depuis le début de l'exercice (profits réalisés de 15 M\$ au deuxième trimestre de 2015 et de 25 M\$ depuis le début de l'exercice), ce qui cadre avec le fait que les prix de référence moyens ont été presque les mêmes que les prix fixés par contrat.

Hydrocarbures classiques – dépenses d'investissement

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Pétrole lourd	13	10	23	32
Pétrole léger et moyen	19	24	46	64
Gaz naturel	2	2	4	6
Dépenses d'investissement¹⁾	34	36	73	102

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

En 2016, les dépenses d'investissement ont été consacrées principalement aux investissements de maintien et au projet de récupération assistée des hydrocarbures à l'aide du CO₂ de Weyburn. Si elles ont diminué pour le premier semestre de 2016, c'est principalement en raison de la réduction des dépenses consacrées aux activités liées au pétrole brut imputable à la faiblesse des prix des marchandises.

Travaux de forage

(puits nets, sauf indication contraire)	Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015
Pétrole brut	1	5
Remises en production	65	120
Puits d'exploration stratigraphique bruts	4	-

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

Dépenses d'investissement futures

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

Les dépenses d'investissement que la société prévoit consacrer à l'égard du pétrole brut en 2016 se situent dans une fourchette de 125 M\$ à 150 M\$; elles visent principalement le maintien et l'optimisation des actuels volumes de production.

Amortissement et épuisement

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

Au deuxième trimestre de 2016, la charge d'amortissement et d'épuisement du secteur Hydrocarbures classiques a décru de 116 M\$ en raison de la contraction des volumes de vente et de la baisse des taux d'amortissement et d'épuisement. Le taux d'épuisement moyen a décru d'environ 20 % en 2016 en raison de l'incidence du fléchissement des réserves prouvées imputable au ralentissement des plans de mise en valeur de la société, facteur plus que contrebalancé par la baisse des immobilisations corporelles. Ces dernières ont diminué en partie par suite d'une perte de valeur de 184 M\$ comptabilisée au 31 décembre 2015 relativement à l'UGT Nord de l'Alberta et de la réduction des coûts estimatifs de démantèlement. Les coûts de mise en valeur futurs, qui correspondent à environ 40 % de la base épuisable, ont diminué par rapport à 2015 du fait que les dépenses d'investissement prévues à court terme pour Pelican Lake sont minimales.

La charge d'amortissement et d'épuisement a diminué de 56 M\$ depuis le début de l'exercice. L'incidence de la contraction des volumes de vente et de la baisse des taux d'amortissement et d'épuisement a été en partie annulée par une perte de valeur de 170 M\$ à l'égard de l'UGT Nord de l'Alberta comptabilisée au premier trimestre de 2016.

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.

Ce secteur englobe aussi les activités de commercialisation et de transport de Cenovus ainsi que son terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, situé à Bruderheim, en Alberta. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, 17 et 24 trains-blocs, respectivement, ont été chargés au terminal de Bruderheim, y compris un train-bloc d'un tiers.

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Capacité liée au pétrole brut²⁾ (kb/j)	460	460	460	460
Production de pétrole brut (kb/j)	458	441	446	440
Pétrole brut lourd	228	200	235	210
Pétrole léger ou moyen	230	241	211	230
Produits raffinés (kb/j)	483	462	472	465
Essence	240	241	235	239
Distillats	150	148	146	146
Autres	93	73	91	80
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	100	96	97	96

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 traitement d'environ 460 000 barils bruts par jour de pétrole brut, ce qui tient compte de la capacité de raffiner jusqu'à 255 000 barils bruts par jour de pétrole brut lourd fluidifié. De plus, la capacité de traitement des LGN s'élève à 45 000 barils bruts par jour. La capacité de Cenovus à traiter divers types de pétrole brut permet à la société d'intégrer sa production de pétrole lourd sur le plan économique. Le traitement de pétrole brut moins coûteux lui procure un avantage sur le plan des coûts de la charge d'alimentation, car elle peut profiter de l'escompte du WCS par rapport au WTI. Les volumes de brut lourd traités, comme le WCS et le CDB, dépendent de la qualité et de la quantité des bruts disponibles, car chaque raffinerie adapte la charge d'alimentation totale de manière à maximiser l'avantage économique qu'elle peut en tirer. Le taux d'utilisation du pétrole brut représente la totalité de pétrole brut que les raffineries traitent, exprimé en pourcentage de la capacité totale de traitement.

La production de pétrole brut a augmenté au deuxième trimestre de 2016 par rapport à 2015. De plus amples volumes de brut lourd ont été traités par suite de l'optimisation de la gamme de pétrole brut composant la charge d'alimentation, qui a pour effet de réduire les coûts de cette dernière. La production de produits raffinés a augmenté en raison du rendement fiable des raffineries de Wood River et de Borger. Au deuxième trimestre de 2015, des interruptions de service non planifiées de la raffinerie de Borger avaient été causées par des pannes de l'unité de traitement et une panne de courant.

Depuis le début de l'exercice, la production de pétrole brut et de produits raffinés a augmenté. Le rendement fiable du trimestre à l'étude a été en partie annulé par des travaux de maintenance prévus et non prévus aux raffineries de Wood River et de Borger de la société au premier trimestre de 2016. Au premier semestre de 2015, des interruptions non planifiées et une révision prévue au calendrier ont eu lieu à la raffinerie de Borger.

Résultats financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires	2 129	2 437	3 717	4 533
Produits achetés	1 712	1 976	3 140	3 814
Marge brute	417	461	577	719
Charges				
Charges d'exploitation	182	160	385	337
(Profit) perte lié à la gestion des risques	42	1	22	(13)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	193	300	170	395
Dépenses d'investissement	53	48	105	92
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement connexes	140	252	65	303

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.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, le recul de la marge brute s'explique principalement par la diminution des marges de craquage moyennes sous l'effet des stocks de produits raffinés plus élevés à l'échelle mondiale et du rétrécissement de 75 % de l'écart entre le Brent et le WTI. Ce recul a été en partie contrebalancé par les facteurs suivants :

- une augmentation de la production de produits raffinés;
- l'amélioration des marges sur la vente de produits secondaires comme le coke, le bitume et le soufre attribuable à la diminution des coûts d'alimentation des raffineries qui cadre avec le recul du WTI;
- la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain. L'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain au deuxième trimestre de 2016 et depuis le début de l'exercice, comparativement à 2015, a eu une incidence favorable d'environ 18 M\$ et 39 M\$, respectivement, sur la marge de raffinage brute de la société;
- l'élargissement des écarts de prix sur le pétrole brut lourd et moyen.

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 »). Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, le coût associé aux NIR s'est chiffré à 67 M\$ et à 129 M\$, respectivement (40 M\$ et 93 M\$, respectivement, en 2015). L'augmentation coïncide avec la hausse du prix de référence des NIR sur l'éthanol.

Au deuxième trimestre, les produits des activités ordinaires tirés des ventes de pétrole brut et de gaz naturel à des tiers effectuées par le groupe de commercialisation ont augmenté de 2 % par rapport à 2015. L'accroissement des volumes de pétrole brut et de gaz naturel achetés a été en partie contrebalancé par les prix de vente moindres. Depuis le début de l'exercice, les produits des activités ordinaires tirés des ventes à des tiers ont baissé de 8 %, par rapport à 2015, à cause du recul des prix de vente, qui a été neutralisé en partie par l'accroissement des volumes de pétrole brut et de gaz naturel achetés.

Charges d'exploitation

Les principales composantes des charges d'exploitation au deuxième trimestre de 2016 et depuis le début de l'exercice ont été la main-d'œuvre, la maintenance et les services publics. Les charges d'exploitation présentées pour le deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice ont augmenté par rapport à 2015, en raison principalement de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et des activités supplémentaires de maintenance, facteurs en partie contrebalancés 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)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Raffinerie de Wood River	38	34	75	61
Raffinerie de Borger	13	13	26	30
Commercialisation	2	1	4	1
	53	48	105	92

Les dépenses d'investissement engagées au premier semestre de 2016 ont été surtout affectées au projet de décongestion de la raffinerie de Wood River, outre les investissements de maintien, les projets d'amélioration de la fiabilité et de la sécurité des raffineries et les mesures environnementales. Le projet de décongestion de la raffinerie de Wood River devrait démarrer au troisième trimestre de 2016.

La société prévoit investir entre 230 M\$ et 280 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 5 M\$ au deuxième trimestre et de 14 M\$ depuis le début de l'exercice, essentiellement à cause de la variation du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend les éliminations intersectorielles ayant trait à des opérations inscrites aux prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, outre le résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks. Les profits et les pertes liés à la gestion des risques représentent les profits ou pertes latents, évalués à la valeur de marché, au titre d'instruments financiers dérivés servant à atténuer le risque de fluctuations des prix des marchandises, outre les profits et pertes latents évalués à la valeur de marché sur le contrat d'achat d'électricité à long terme et les swaps de taux d'intérêt. Les activités liées à la gestion des risques du deuxième trimestre de 2016 ont donné lieu à des pertes latentes de 284 M\$ (151 M\$ en 2015). Depuis le début de l'exercice, la société a enregistré des pertes latentes de 433 M\$ (296 M\$ en 2015). Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend en outre les coûts à l'échelle de Cenovus au titre des frais généraux et frais d'administration et des frais de financement et de recherche.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Frais généraux et frais d'administration ¹⁾	94	77	154	148
Charges financières	122	116	246	237
Produits d'intérêts	(7)	(3)	(18)	(14)
(Profit) perte de change, montant net	20	(100)	(383)	415
Frais de recherche	7	7	25	14
(Profit) perte à la vente d'actifs	1	-	1	(16)
Autres (profits) pertes, montant net	2	2	2	2
	239	99	27	786

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

Charges

Frais généraux et frais d'administration

En 2016, les principales composantes des frais généraux et frais d'administration ont été la main-d'œuvre, la location de bureaux et les technologies de l'information. Les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 17 M\$ au deuxième trimestre et de 6 M\$ depuis le début de l'exercice. Les économies découlant des compressions de personnel, la baisse des frais liés aux technologies de l'information et la réduction des dépenses discrétionnaires ont été annulées par des indemnités de départ d'environ 19 M\$ se rapportant aux réductions d'effectifs effectuées en avril 2016. De plus, une charge hors trésorerie de 17 M\$ (31 M\$ depuis le début de l'exercice) a été comptabilisée relativement à certains locaux à bureaux à Calgary en excédent des besoins actuels et à court terme de Cenovus.

Charges financières

Les charges financières se composent des charges d'intérêts sur la dette à long terme et les emprunts à court terme, outre la désactualisation des passifs relatifs au démantèlement. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, les charges financières ont crû de 6 M\$ et de 9 M\$, respectivement, du fait de la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain qui a accru les intérêts déclarés sur la dette libellée en dollars américains.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 5,3 % (5,3 % et 5,2 %, respectivement, en 2015).

Change

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
(Profit) perte de change latent	18	(102)	(391)	421
(Profit) perte de change réalisé	2	2	8	(6)
	20	(100)	(383)	415

La majorité des profits de change latents découle de la conversion de la dette libellée en dollars américains. Le dollar canadien s'est légèrement déprécié par rapport au dollar américain entre le 31 mars 2016 et le 30 juin 2016, de sorte que la société a comptabilisé des pertes latentes de 18 M\$ au deuxième trimestre. Le dollar canadien s'est apprécié de 6 % par rapport au dollar américain entre le 31 décembre 2015 et le 30 juin 2016, ce qui a donné lieu à des profits latents de 395 M\$ depuis le début de l'exercice.

Amortissement et épuisement

La dotation à l'amortissement et à l'épuisement du secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, les améliorations locatives et le mobilier de bureau. Les actifs non sectoriels sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimative des actifs en question, qui va de 3 à 25 ans. La durée d'utilité de ces actifs fait l'objet d'un examen annuel. La dotation s'est chiffrée à 19 M\$ au deuxième trimestre (21 M\$ en 2015) et à 36 M\$ depuis le début de l'exercice (42 M\$ en 2015).

Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Charge d'impôt exigible				
Canada	(30)	321	(57)	235
États-Unis	1	(6)	1	(6)
Total de la charge (du produit) d'impôt exigible	(29)	315	(56)	229
Charge (produit) d'impôt différé	(52)	(261)	(242)	(288)
	(81)	54	(298)	(59)

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)	Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015
Résultat avant impôt sur le résultat	(683)	(601)
Taux prévu par la loi au Canada	27,0 %	26,1 %
Charge (produit) d'impôt sur le résultat attendu	(184)	(157)
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :		
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	(23)	4
Rémunération à base d'actions non déductible	5	5
(Profits) pertes en capital non imposables	(53)	56
(Profits) pertes en capital non comptabilisées découlant d'écarts de change latents	(53)	56
Ajustements découlant de déclarations antérieures	-	(11)
Comptabilisation de pertes en capital	-	(149)
Modification du taux prévu par la loi	-	168
Autres	10	(31)
Total de la charge (produit) d'impôt	(298)	(59)
Taux d'imposition effectif	43,6 %	9,8 %

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.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, la société a subi des pertes à des fins fiscales, qui seront reportées en arrière pour récupérer de l'impôt sur le résultat payé précédemment au Canada ou comptabilisées à titre de produit d'impôt différé. Au deuxième trimestre de 2015, la charge d'impôt exigible comprenait la comptabilisation accélérée de l'impôt exigible à payer sur le résultat d'exercices précédents de la coentreprise relativement à certaines opérations de restructuration.

Un produit d'impôt différé avait été comptabilisé pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015. Ce produit était essentiellement attribuable à la résorption des différences temporaires associées à la comptabilisation du résultat de la coentreprise, aux pertes latentes liées à la gestion des risques, à la comptabilisation d'un avantage découlant de pertes en capital non encore comptabilisées et aux pertes de 2015, facteurs en partie annulés par une charge non récurrente d'environ 168 M\$ liée à la réévaluation du passif d'impôt différé découlant de l'augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta. L'avantage découlant des pertes en capital a été comptabilisé par suite de la conclusion d'une entente visant la cession de terrains détenus en propriété inconditionnelle assortis de droits de redevances et de droits miniers.

Le taux d'imposition effectif de Cenovus est fonction de la relation entre le total de la charge d'impôt et le résultat avant impôt. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte des taux plus élevés aux États-Unis, des écarts permanents, des ajustements au titre des modifications des taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la charge d'impôt et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales.

L'écart entre le taux d'imposition effectif de la société et le taux prévu par la loi s'explique par des profits de change latents non imposables d'environ 395 M\$.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	205	335	387	610
Activités d'investissement	(270)	(424)	(639)	(1 067)
Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net	(65)	(89)	(252)	(457)
Activités de financement	(43)	(126)	(84)	1 166
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	5	1	11	(2)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(103)	(214)	(325)	707
			30 juin 2016	31 décembre 2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie			3 780	4 105
Facilité de crédit engagée et non prélevée			4 000	4 000

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont décliné pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, principalement sous l'effet de la baisse des flux de trésorerie, analysée à la section « Résultats financiers » du présent rapport de gestion. Compte tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques, le fonds de roulement s'élevait à 4 141 M\$ au 30 juin 2016, contre 4 337 M\$ au 31 décembre 2015.

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

Activités d'investissement

Les dépenses d'investissement ont reculé au cours du trimestre ainsi que depuis le début de l'exercice, car Cenovus les a réduites en raison de la faiblesse des prix des marchandises.

Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont diminué au deuxième trimestre de 2016, car la société a versé un dividende de 0,05 \$ par action, ou 42 M\$ (0,2662 \$ par action, ou 223 M\$, en 2015 dont une tranche de 125 M\$ a été payée en trésorerie et le reste a été réinvesti en actions ordinaires émises sur le capital autorisé dans le cadre du régime de réinvestissement des dividendes).

Au premier semestre de 2016, la société a versé un dividende de 0,10 \$ par action, soit 83 M\$ (0,5324 \$ par action, ou 445 M\$, en 2015, dont une tranche de 263 M\$ a été payée en trésorerie). Au premier semestre de 2015, les flux de trésorerie provenant des activités de financement comprenaient 67,5 millions d'actions ordinaires émises à un prix de 22,25 \$ l'action, pour un produit net de 1,4 G\$, qui avait été en partie contrebalancé par le remboursement net d'emprunts à court terme.

La dette à long terme de la société se chiffrait à 6 132 M\$ au 30 juin 2016 (6 525 M\$ au 31 décembre 2015). Aucun remboursement en capital n'est exigible avant octobre 2019 (1,3 G\$ US). L'encours de la dette à long terme libellée en dollars américains n'a pas changé depuis août 2012. La diminution de 393 M\$ de la dette à long terme est imputable à l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Au 30 juin 2016, Cenovus respectait toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

Sources de liquidités disponibles

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

Les sources de liquidités indiquées ci-dessous étaient :

(en millions de dollars)	Montant	Échéance
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 780	Sans objet
Facilité de crédit engagée	1 000	Avril 2019
Facilité de crédit engagée	3 000	Novembre 2019
Prospectus préalable de base aux États-Unis ¹⁾	5 000 \$ US	Mars 2018

1) Disponibilité assujettie aux conditions du marché.

Facilité de crédit engagée

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

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

Prospectus préalable de base

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

Au 30 juin 2016, aucune émission n'avait été réalisée aux termes de ce prospectus.

Ratios financiers

Cenovus surveille sa structure du capital et ses besoins en financement en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté. Les mesures hors PCGR qu'emploie la société se définissent comme suit : la dette s'entend des emprunts à court terme ainsi que des parties courantes et non courantes 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 12 mois. Ces ratios sont utilisés pour gérer la dette globale de Cenovus et servent de mesures de la santé financière générale de la société.

	30 juin 2016	31 décembre 2015
Ratio dette nette/capitaux permanents ^{1), 2)}	17 %	16 %
Ratio dette/capitaux permanents	34 %	34 %
Ratio dette nette/BAIIA ajusté ¹⁾	1,9 x	1,2 x
Ratio dette/BAIIA ajusté	4,8 x	3,1 x

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

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

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

Le ratio dette/capitaux permanents est resté le même, car le solde moindre de la dette à long terme, qui découle de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, a été compensé par la réduction des capitaux propres. Quant à l'augmentation du ratio de la dette sur le BAIIA ajusté, elle découle de la baisse du BAIIA ajusté causée principalement par le recul des flux de trésorerie imputable à la faiblesse des prix des marchandises et a été en partie compensée par la décroissance du solde de la dette à long terme.

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

Capital social et régimes de rémunération à base d'actions

Dans le cadre de son programme d'intéressement à long terme, Cenovus offre à ses employés un régime d'options sur actions, un régime d'unités d'actions liées au rendement (« UAR »), un régime d'unités d'actions à négociation restreinte (« UANR ») et deux régimes d'unités d'actions différées (« UAD »). Se reporter à la note 15 annexe aux états financiers consolidés intermédiaires pour en savoir plus à ce sujet.

30 juin 2016	Nombre d'unités en circulation (en milliers)	Nombre d'unités pouvant être exercées (en milliers)
Actions ordinaires	833 290	S.O.
Options sur actions	46 740	34 287
Autres régimes de rémunération fondée sur des actions	11 658	1 581

Obligations contractuelles et engagements

Cenovus a conclu divers engagements dans le cours normal de ses activités, ayant trait surtout à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes et aux contrats de location simple visant des immeubles. En outre, Cenovus a des engagements relatifs à son programme de gestion des risques et est tenue de capitaliser les régimes à prestations déterminées et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter aux notes annexes aux états financiers consolidés.

Au cours du premier semestre de 2016, les engagements nets liés au transport de la société ont diminué d'environ 1 G\$, principalement par suite de la réduction nette des tarifs estimatifs. Les engagements, dont certains sont assujettis à l'approbation réglementaire, sont conclus pour des termes pouvant aller jusqu'à 20 ans après la date de leur entrée en vigueur; ils devraient contribuer à faire correspondre les besoins futurs de la société en matière de transport avec la croissance prévue de sa production. Au 30 juin 2016, les engagements liés au transport totalisaient 26 G\$.

Au 30 juin 2016, des lettres de crédit en cours totalisant 246 M\$ étaient émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (64 M\$ au 31 décembre 2015).

Actions en justice

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

GESTION DES RISQUES

Pour bien comprendre les risques auxquels est exposée Cenovus, il faut lire la présente analyse en parallèle avec les sections du rapport de gestion annuel de 2015 et de celui du premier trimestre de 2016 portant sur la gestion des risques. Pour obtenir une description des facteurs de risque et des incertitudes pouvant toucher Cenovus, se reporter à la rubrique « Mise en garde », et pour consulter une analyse exhaustive des facteurs de risque significatifs pouvant toucher Cenovus, se reporter à la notice annuelle de Cenovus pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, ainsi qu'aux mises à jour figurant dans le rapport de gestion du premier trimestre de 2016 et celles fournies ci-dessous.

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

Les paragraphes qui suivent constituent une mise à jour des risques liés aux prix des marchandises, aux instruments financiers dérivés et aux coûts d'abandon et de remise en état.

Risque lié aux prix des marchandises

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

La société atténue son exposition au risque lié aux prix des marchandises au moyen de l'intégration de ses activités, du recours à des instruments financiers, de contrats à livrer et d'engagements en matière d'accès au marché. Les instruments financiers conclus relativement aux activités de raffinage par l'exploitant des raffineries de la société, Phillips 66, visent principalement l'achat de produits. Les notes 17 et 18 annexes aux états financiers consolidés intermédiaires présentent d'autres détails sur les instruments financiers auxquels a recours la société, comme leur classement, les hypothèses formulées lors de l'établissement de leur juste valeur et une analyse plus approfondie des risques qu'ils comportent et de la gestion de ces risques.

Incidence financière des activités de gestion des risques

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin			2015		
	2016					
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	8	246	254	(32)	142	110
Gaz naturel	-	-	-	(16)	15	(1)
Raffinage	(1)	1	-	2	3	5
Électricité ¹⁾	-	-	-	-	(9)	(9)
Taux d'intérêt	-	37	37	-	-	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	7	284	291	(46)	151	105
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(2)	(77)	(79)	14	(45)	(31)
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	5	207	212	(32)	106	74

(en millions de dollars)	Semestres clos les 30 juin			2015		
	2016					
	Réalisés	Latents	Total	Réalisés	Latents	Total
Pétrole brut	(156)	364	208	(160)	261	101
Gaz naturel	-	-	-	(28)	26	(2)
Raffinage	(5)	4	(1)	(12)	12	-
Électricité ¹⁾	3	(14)	(11)	3	(3)	-
Taux d'intérêt	-	79	79	-	-	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(158)	433	275	(197)	296	99
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	41	(118)	(77)	54	(82)	(28)
(Profit) perte lié à la gestion des risques, après impôt	(117)	315	198	(143)	214	71

1) Les contrats d'électricité ont été effectivement résiliés le 7 mars 2016. De récents litiges entre tiers ont suscité une certaine incertitude quant à la résiliation des contrats. Tout passif ou actif connexe pour Cenovus ne peut être déterminé à l'heure actuelle.

Au deuxième trimestre de 2016, la société a enregistré des pertes réalisées à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut, car les prix de référence moyens étaient supérieurs aux prix contractuels convenus. Au premier semestre de 2016, la société a comptabilisé des profits réalisés à l'égard des activités de gestion des risques liés au pétrole brut, car les prix contractuels convenus étaient supérieurs aux prix de référence moyens. La société a par ailleurs comptabilisé des pertes latentes sur ses instruments financiers liés au pétrole brut pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, en raison principalement de la réalisation des positions nettes et des variations des prix du marché.

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

Risques liés aux instruments financiers dérivés

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

Les instruments financiers exposent de plus Cenovus au risque de perte découlant de variations défavorables de la valeur de marché des instruments financiers ou de l'incapacité de la société de remplir ses obligations de livraison relatives à la transaction physique sous-jacente. Les instruments financiers peuvent restreindre les profits revenant à Cenovus quand les prix des marchandises augmentent. Ces risques sont atténués au moyen de limites de couverture examinées chaque année par le conseil, comme l'exige la politique de réduction des risques associés aux marchés.

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

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

En mai 2016, la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta a rendu une décision dans la cause Redwater Energy Corporation (« Redwater ») selon laquelle les fiduciaires et les séquestres des parties insolubles peuvent renoncer en faveur de l'Alberta Energy Regulator (l'« AER ») à des actifs pétroliers et gaziers non rentables avant d'entreprendre le processus de vente des actifs de la partie insolvable. Avant la décision relative à Redwater, le processus de vente des actifs de la partie insolvable aurait normalement inclus les actifs rentables et ceux qui ne l'étaient pas; c'est seulement dans le cas où le processus de vente ne permettait pas de vendre tous les actifs que les actifs résiduels étaient classés dans les actifs orphelins par l'AER et remis à l'OWA. Les changements découlant de la décision relative à Redwater et les mesures qui ont été prises par la suite par l'AER pourraient exposer les titulaires de permis et d'approbations, dont Cenovus, à des droits plus élevés imposés par l'OWA et avoir une incidence sur la capacité de Cenovus à transférer les permis et les approbations associés aux activités d'acquisition ou de cession.

Dans la conjoncture actuelle, le nombre de puits orphelins en Alberta pourrait augmenter considérablement. Par conséquent, la valeur globale des obligations d'abandon, de remise en état et de restauration prises en charge par l'OWA pourrait s'accroître. On ne sait pas encore avec précision comment l'OWA règlera ces obligations ni de quelle manière, le cas échéant, l'OWA ou les organismes de réglementation provinciaux obtiendront le remboursement de ces obligations auprès des membres de l'industrie, dont Cenovus. L'incidence pour Cenovus de toute décision concernant la loi, la réglementation ou les politiques découlant de la décision relative à Redwater ne peut pas être établie de manière fiable et précise, mais le recouvrement des coûts ou d'autres mesures prises par les organismes de réglementation concernés pourraient avoir des répercussions sur Cenovus et influencer de manière considérable et défavorable sur, entre autres, les activités de Cenovus, sa situation financière, les résultats de son exploitation et ses flux de trésorerie. En outre, le 20 juin 2016, l'AER a publié le bulletin 2016-16 en réponse à la décision relative à Redwater; ce bulletin met en place des changements importants aux procédures de l'AER portant sur les cotes de gestion des obligations, l'admissibilité aux permis et leur transfert, qui pourraient avoir une incidence sur la capacité de Cenovus à transférer ses licences, ses approbations ou ses permis, et entraîner en plus un accroissement des coûts, des retards et l'abandon ou la restructuration de projets et de transactions.

JUGEMENTS, ESTIMATIONS ET MÉTHODES COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE

Pour l'application des méthodes comptables, la direction est tenue de faire des estimations, de formuler des hypothèses, ainsi que d'avoir recours à des jugements, lesquels pourraient avoir une incidence importante sur les résultats financiers de la société. Les résultats réels peuvent être différents de ces estimations, parfois de façon marquée. Les estimations et hypothèses utilisées peuvent faire l'objet de mises à jour en fonction des antécédents et de l'utilisation de nouvelles données. Les méthodes comptables et estimations critiques de la société sont évaluées chaque année par le comité d'audit du conseil. Dans les notes annexes aux états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel de l'exercice clos le 31 décembre 2015 sont expliqués plus amplement le mode de préparation et les méthodes comptables significatives de la société.

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

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

Principales sources d'incertitude relative aux estimations

Les estimations comptables d'importance critique sont celles qui font en sorte que la direction doit poser des jugements particulièrement subjectifs ou complexes sur des sujets par nature incertains. Les estimations et les hypothèses qui les sous-tendent sont examinées périodiquement, et toute révision des estimations comptables est comptabilisée dans la période au cours de laquelle la révision est effectuée.

Changements de méthodes comptables

Aucune nouvelle norme ou interprétation ou modification connexe n'a été adoptée au cours du semestre clos le 30 juin 2016.

Futures prises de position en comptabilité

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

ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Aucun changement n'a été apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière (le « CIIF ») au cours du trimestre clos le 30 juin 2016 qui aurait eu ou serait raisonnablement susceptible d'avoir une incidence significative sur le CIIF.

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

PERSPECTIVES

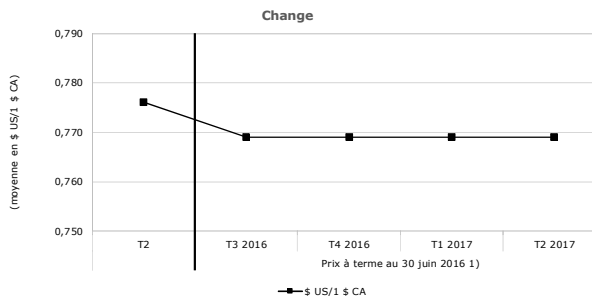
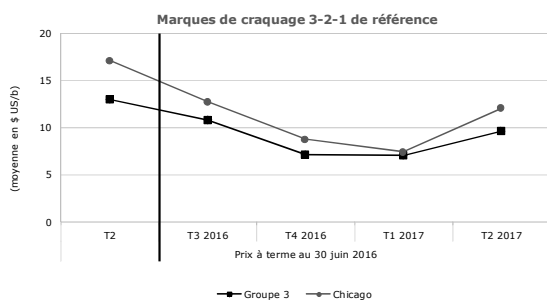
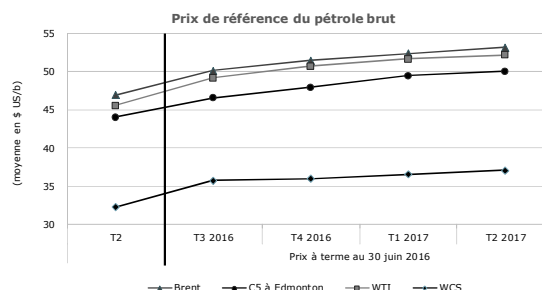
Malgré le raffermissement des prix du pétrole brut au deuxième trimestre de 2016, les écarts sur le pétrole lourd sont restés relativement stables, et les prix réalisés et les prix nets opérationnels de la société sont demeurés sous leurs niveaux historiques. Une plus grande confiance dans les prix des marchandises, la capacité à maintenir les réductions de coûts et une certitude fiscale et réglementaire sont nécessaires pour que la société envisage la poursuite de l'expansion de ses projets existants ou la mise en valeur de nouvelles possibilités. Cenovus entreprendra la réactivation de ses projets seulement si elle estime que cette décision ne menace pas la vigueur de son bilan.

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, de l'incidence des perturbations de l'offre et du rythme de croissance de la demande mondiale sous l'influence des événements macroéconomiques. Dans l'ensemble, la société s'attend à ce que le prix du pétrole brut fluctue et qu'il s'améliore modestement au deuxième semestre de 2016. Les diminutions prévues de l'offre mondiale et l'augmentation annuelle de la demande devraient soutenir les prix au cours du reste de l'exercice, quoique la nécessité de faire baisser les stocks excédentaires de pétrole brut et le retour de l'offre de pétrole brut iranien sur le marché constituent des facteurs défavorables.
- La société s'attend à ce que l'écart Brent-WTI reste étroit étant donné que les États-Unis exportent du pétrole brut vers les marchés étrangers. Dans l'ensemble, l'écart sera probablement tributaire des frais de transport.
- La société prévoit que l'écart WTI-WCS s'élargira étant donné le déclin de l'offre américaine de pétrole avarié léger et en raison de la croissance de l'offre canadienne, car les interruptions de production causées par les feux de forêt en Alberta sont maintenant terminées.



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

Les marges de craquage des raffineries américaines devraient se détériorer au second semestre de l'exercice, car les stocks élevés de produits raffinés à l'échelle mondiale continuent de peser sur les prix des produits et la demande saisonnière diminue aux États-Unis à l'automne et en hiver.

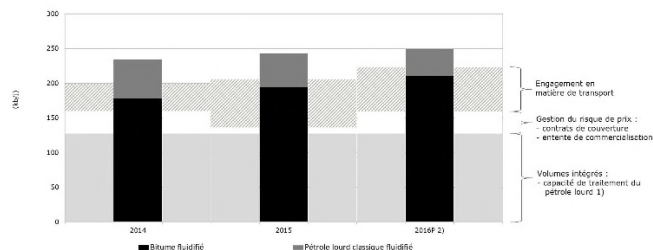
L'affaiblissement des prix du gaz naturel au deuxième trimestre de 2016 fait suite à une baisse de la demande saisonnière et au niveau record des stocks. Les prix devraient s'améliorer graduellement au second semestre de 2016 sous l'effet de la croissance moins rapide de l'offre et de la croissance vigoureuse de la demande, mais les hausses de prix seront limitées par la nécessité de poursuivre la transition du charbon au gaz qui s'opère dans le secteur de la production d'électricité.

La société s'attend à ce que le dollar canadien reste lié au raffermissement des prix du pétrole brut, sous l'effet des prévisions divergentes entre le Canada et les États-Unis en matière de taux d'intérêt. Dans l'ensemble et abstraction faite du déclin des prix du pétrole, la dépréciation du dollar canadien aura une incidence favorable sur les produits des activités ordinaires de la société et sur 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 des coûts de transport. 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 en concluant des opérations financières fixant l'écart WTI-WCS.
- Ententes de commercialisation – La société limite l'incidence des fluctuations des prix du brut en amont en concluant, directement avec les raffineurs, des contrats de livraison physique comprenant des composantes à prix fixe.
- Engagements et ententes en matière de transport – Cenovus apporte son soutien aux projets de transport servant à acheminer le pétrole des zones de production jusqu'aux marchés de consommation et aux marchés côtiers.

Protection contre la congestion au Canada



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

Priorités pour 2016

Maintien de la résilience financière

Maintenir sa résilience financière tout en continuant d'exercer ses activités de manière sécuritaire demeure la priorité absolue de Cenovus. Au 30 juin 2016, la société disposait de fonds en caisse de 3,8 G\$ et d'un montant de 4,0 G\$ pouvant être prélevé sur la facilité de crédit engagée. La dette de Cenovus est assortie d'une échéance moyenne pondérée d'environ 15 ans, aucun titre d'emprunt ne venant à échéance avant le quatrième trimestre de 2019. Le bilan de Cenovus est certes vigoureux, mais la société a pris des mesures supplémentaires en 2016 pour conserver sa souplesse financière, notamment en réduisant les dépenses d'investissement, les charges d'exploitation et les frais généraux et frais d'administration.

Resserrement de la structure de coûts

La société continuera de se focaliser sur la réduction de sa structure de coûts. Elle est sur la bonne voie pour réduire d'environ 500 M\$ les dépenses d'investissement, les dépenses d'exploitation, les frais généraux et frais d'administration de 2016, par rapport à ce qui avait été prévu dans le budget initial publié en décembre 2015. 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.

Excellence opérationnelle

Cenovus aspire à réaliser ses programmes de travaux de manière sécuritaire, responsable et efficiente au moyen de processus, de procédures et de contrôles normalisés. La société préconise une approche inspirée de celle du secteur de la fabrication dans le but d'optimiser la valeur, de gérer les risques et d'améliorer le rendement. Cenovus se concentre sur la réduction de l'empreinte environnementale de ses activités et l'établissement d'un dialogue en temps opportun, et de manière transparente et respectueuse, avec les gens et les collectivités qui pourraient être touchés par ses activités.

MISE EN GARDE

Renseignements sur le pétrole et le gaz

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

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

Information prospective

Le présent document contient des énoncés prospectifs et d'autres informations (collectivement, l'« information prospective ») à propos des attentes, des estimations et des projections de la société à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. L'information prospective dans le présent document se reconnaît à des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « projeter » ou « P », « avenir », « futur », « cibler », « capacité », « pouvoir », « accent », « but », « perspective », « proposé », « éventuel », « calendrier », « stratégie », « à terme », « possibilité » ou des expressions analogues et comprend des suggestions de résultats futurs, y compris des déclarations à propos de ce qui suit : stratégie et échéanciers et étapes déterminantes connexes; valeur future projetée; projections pour 2016 et par la suite; occasions futures de mise en valeur du pétrole; résultat d'exploitation et résultats financiers projetés; cibles fixées à l'égard des ratios dette/capitaux permanents et dette/BAIIA; dépenses d'investissement prévues, y compris leur calendrier de réalisation et leur mode de financement; production future attendue, notamment le calendrier, la stabilité ou la croissance de celle-ci; réserves prévues; capacités prévues, y compris relativement aux projets, au transport et au raffinage; capacité à préserver la résilience financière de la société et à réaliser les divers plans et stratégies qui s'y rapportent; économies de coûts prévues et pérennité de celles-ci; répercussions futures des mesures réglementaires; prix des marchandises projetés et incidence attendue sur Cenovus; répercussions éventuelles sur Cenovus de divers risques, notamment ceux découlant des prix des marchandises, des instruments financiers dérivés et des coûts d'abandon et de remise en état ainsi que des règlements qui encadrent ces éléments et efficacité potentielle des stratégies de gestion des risques de la société. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure à l'information prospective, car les résultats réels de la société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'élaboration de l'information prospective repose sur un certain nombre d'hypothèses et la prise en compte de certains risques et incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à Cenovus et dans d'autres, appartiennent à l'industrie en général. Les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective comprennent notamment les prix prévisionnels du pétrole et du gaz naturel et d'autres hypothèses inhérentes aux prévisions de la société pour 2016, disponibles sur cenovus.com; les dépenses d'investissement prévues par Cenovus, la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; la concrétisation de nouvelles réductions de coûts et la pérennité de ces réductions; les prix prévus des condensats; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; l'utilisation et la mise au point de technologies à l'avenir; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires de la part des autorités de réglementation et des partenaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations ou de leurs étapes; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures; les coûts estimatifs d'abandon et de remise en état, notamment les droits et les règlements s'y rapportant, et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par Cenovus auprès des autorités en valeurs mobilières.

Les indications pour 2016 (mises à jour au 28 juillet 2016), qui peuvent être consultées à l'adresse cenovus.com, se fondent sur les données hypothétiques suivantes : Brent, 46,00 \$ US/b; WTI, 44,75 \$ US/b; WCS, 31,00 \$ US/b; NYMEX, 2,50 \$ US/MBtu; AECO, 2,20 \$/GJ; marge de craquage 3-2-1 à Chicago, 12,00 \$ US/b; taux de change, 0,76 \$ 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 de ratios dette/capitaux permanents et dette nette/capitaux permanents souhaitables; la capacité de Cenovus de faire appel à des sources diverses de capitaux d'emprunt et de capitaux propres, et de le faire selon des modalités acceptables pour la société; la capacité de financer la croissance et de maintenir les dépenses d'investissement; la modification des notations de crédit accordées à la société ou à ses titres; les changements apportés aux plans ou à la stratégie en matière de dividendes, y compris le régime de réinvestissement des dividendes; la précision des estimations des réserves, des ressources et de la production future; la capacité de Cenovus de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole et de gaz; la capacité de Cenovus de maintenir ses relations avec ses partenaires et de parvenir à gérer et à exploiter ses activités intégrées; la fiabilité des actifs de Cenovus, notamment pour atteindre les objectifs en matière de production; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; la survenance d'événements inattendus, comme les incendies, les mauvaises conditions météorologiques, les explosions, les éruptions, le matériel défectueux, les incidents reliés au transport et autres accidents ou événements semblables; les marges de raffinage et de commercialisation; les pressions inflationnistes sur les charges d'exploitation, notamment la main-d'œuvre, le gaz naturel et les autres sources énergétiques utilisés dans les procédés d'exploitation des sables bitumineux; l'accueil éventuellement défavorable réservé aux nouveaux produits sur le marché; les risques propres à la réputation de l'industrie des combustibles fossiles; les hausses de coûts ou les difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la production, le transport et le raffinage du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques; les risques liés à la technologie et à son application dans le cadre des activités de Cenovus; les risques liés aux changements climatiques; le calendrier et les coûts de construction des puits et des pipelines; la capacité de Cenovus et de ses filiales d'assurer convenablement le transport de leurs produits, notamment le transport par pipeline, le transport ferroviaire du pétrole brut, le transport maritime ou autre forme de transport, notamment pour contrer toute interruption causée par des contraintes liées au réseau de pipelines; la disponibilité de talents essentiels et la capacité de la société à recruter les personnes qui les possèdent et à les maintenir en poste; l'évolution des relations de la société avec les syndicats; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le cadre réglementaire dans tous les territoires où la société exerce des activités, notamment le processus d'autorisation réglementaire et les désignations d'utilisation des terres, le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement (notamment en ce qui a trait aux coûts d'abandon, de remise en état et de restauration, aux droits ou au recouvrement des obligations s'y rapportant), les gaz à effet de serre, le carbone et d'autres lois et règlements ou l'évolution de l'interprétation qui en est faite, dans leur version adoptée ou proposée, leurs répercussions et les coûts de conformité connexes; les périodes prévues d'entrée en vigueur de diverses prises de position en comptabilité, de modifications de règles comptables et de normes comptables, ainsi que leur incidence projetée sur les activités de la société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; l'évolution de la conjoncture générale de l'économie, des marchés et des affaires; la situation politique et économique des pays dans lesquels Cenovus exerce des activités; les risques de guerre, de menaces terroristes et l'instabilité connexe; les risques liés aux poursuites et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant Cenovus.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive et est fournie à la date du présent rapport de gestion. Pour l'analyse détaillée des principaux facteurs de risque touchant la société, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la notice annuelle ou au rapport sur formulaire 40-F pour la période close le 31 décembre 2015, ainsi qu'aux mises à jour figurant à la rubrique « Gestion des risques » dans le rapport de gestion du premier trimestre de 2016, lesquels sont disponibles sur SEDAR à l'adresse sedar.com, sur EDGAR à l'adresse sec.gov et sur le site Web de la société à l'adresse cenovus.com, et aux mises à jour présentées à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport de gestion.

ABRÉVIATIONS

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

Pétrole brut		Gaz naturel	
b	baril	kpi ³	millier de pieds cubes
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