



Cenovus Energy Inc.

États financiers consolidés intermédiaires (non audités)

Période close le 30 septembre 2016

(en dollars canadiens)

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non audités)

Période close le 30 septembre 2016

TABLE DES MATIÈRES

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS (NON AUDITÉS)	3
ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL (NON AUDITÉS).....	3
ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE (NON AUDITÉS).....	4
ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES (NON AUDITÉS).....	5
TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE (NON AUDITÉS).....	6
NOTES ANNEXES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON AUDITÉS)	7
1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE ET INFORMATIONS SECTORIELLES.....	7
2. BASE D'ÉTABLISSEMENT ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ.....	13
3. CHARGES FINANCIÈRES.....	13
4. (PROFIT) PERTE DE CHANGE, MONTANT NET.....	13
5. SORTIES.....	14
6. DÉPRÉCIATION.....	14
7. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT	16
8. MONTANTS PAR ACTION	16
9. ACTIFS DE PROSPECTION ET D'ÉVALUATION	17
10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, MONTANT NET.....	17
11. ACQUISITION	17
12. DETTE À LONG TERME	18
13. PASSIFS RELATIFS AU DÉMANTÈLEMENT	18
14. CAPITAL SOCIAL.....	19
15. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	19
16. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS.....	20
17. STRUCTURE FINANCIÈRE	21
18. INSTRUMENTS FINANCIERS	22
19. GESTION DES RISQUES.....	24
20. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS.....	25

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS (non audités)

Périodes closes les 30 septembre
(en M\$, sauf les données par action)

	Notes	Trimestres clos en		Périodes de neuf mois closes en	
		2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires	1				
Chiffre d'affaires brut		3 279	3 308	8 587	10 252
Moins les redevances		39	35	95	112
		3 240	3 273	8 492	10 140
Charges	1				
Marchandises achetées		1 917	1 926	4 903	5 566
Frais de transport et de fluidification		472	483	1 360	1 509
Charges d'exploitation		401	476	1 244	1 379
Taxes sur la production et impôts miniers		4	5	9	16
(Profit) perte lié à la gestion des risques	18	(34)	(347)	241	(248)
Amortissement et épuisement	6,10	659	473	1 569	1 455
Charges de prospection	6,9	1	-	2	21
Frais généraux et frais d'administration		71	78	225	226
Charges financières	3	122	122	368	359
Produits d'intérêts		(27)	(6)	(45)	(20)
(Profit) perte de change, montant net	4	45	417	(338)	832
Frais de recherche		5	6	30	20
(Profit) perte à la sortie d'actifs	5	5	(2 379)	6	(2 395)
Autres (profits) pertes, montant net		5	(1)	7	1
Résultat avant impôt sur le résultat		(406)	2 020	(1 089)	1 419
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	7	(155)	219	(453)	160
Résultat net		(251)	1 801	(636)	1 259
Résultat net par action (en dollars)	8				
De base et dilué		(0,30)	2,16	(0,76)	1,55

Se reporter aux notes annexes des états financiers consolidés (non audités).

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL (non audités)

Périodes closes les 30 septembre
(en M\$)

	Trimestres clos en		Périodes de neuf mois closes en	
	2016	2015	2016	2015
Résultat net	(251)	1 801	(636)	1 259
Autres éléments du résultat global, moins l'impôt				
<i>Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :</i>				
Gains (pertes) actuariels liés aux prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi	3	(4)	(9)	5
<i>Éléments qui pourraient être reclassés en résultat net :</i>				
Actifs financiers disponibles à la vente - Variation de la juste valeur	2	-	(2)	-
Actifs financiers disponibles à la vente - Reclassés en résultat net	1	-	1	-
Écart de change	35	245	(205)	463
Total des autres éléments du résultat global, moins l'impôt	41	241	(215)	468
Résultat global	(210)	2 042	(851)	1 727

Se reporter aux notes annexes des états financiers consolidés (non audités).

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audités)

(en M\$)

	Notes	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Actif			
Actif courant			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		3 850	4 105
Comptes débiteurs et produits à recevoir		1 371	1 251
Impôt sur le résultat à recouvrer		6	6
Stocks		972	810
Gestion des risques	18,19	13	301
Total de l'actif courant		6 212	6 473
Actifs de prospection et d'évaluation	1,9	1 580	1 575
Immobilisations corporelles, montant net	1,10	16 313	17 335
Impôt sur le résultat à recouvrer		50	90
Autres actifs		78	76
Goodwill	1	242	242
Total de l'actif		24 475	25 791
Passif et capitaux propres			
Passif courant			
Comptes créditeurs et charges à payer		1 809	1 702
Impôt sur le résultat à payer		107	133
Gestion des risques	18,19	87	23
Total du passif courant		2 003	1 858
Dettes à long terme	12	6 184	6 525
Gestion des risques	18,19	107	7
Passifs relatifs au démantèlement	13	2 135	2 052
Autres passifs		192	142
Impôt différé		2 423	2 816
Total du passif		13 044	13 400
Capitaux propres		11 431	12 391
Total du passif et des capitaux propres		24 475	25 791

Se reporter aux notes annexes des états financiers consolidés (non audités).

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES (non audités)

(en M\$)

	Capital social (Note 14)	Surplus d'apport	Résultats non distribués	CAERG ¹⁾ (Note 15)	Total
Solde au 31 décembre 2014	3 889	4 291	1 599	407	10 186
Résultat net	-	-	1 259	-	1 259
Autres éléments du résultat global	-	-	-	468	468
Total du résultat global	-	-	1 259	468	1 727
Actions ordinaires émises contre trésorerie	1 463	-	-	-	1 463
Actions ordinaires émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	182	-	-	-	182
Charge de rémunération fondée sur des actions	-	33	-	-	33
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	(578)	-	(578)
Solde au 30 septembre 2015	5 534	4 324	2 280	875	13 013
Solde au 31 décembre 2015	5 534	4 330	1 507	1 020	12 391
Résultat net	-	-	(636)	-	(636)
Autres éléments du résultat global	-	-	-	(215)	(215)
Total du résultat global	-	-	(636)	(215)	(851)
Charge de rémunération fondée sur des actions	-	15	-	-	15
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	(124)	-	(124)
Solde au 30 septembre 2016	5 534	4 345	747	805	11 431

1) Cumul des autres éléments du résultat global.

Se reporter aux notes annexes des états financiers consolidés (non audités).

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE (non audités)

Périodes closes les 30 septembre
(en M\$)

	Notes	Trimestres clos en		Périodes de neuf mois closes en	
		2016	2015	2016	2015
Activités d'exploitation					
Résultat net		(251)	1 801	(636)	1 259
Amortissement et épuisement	6,10	659	473	1 569	1 455
Charges de prospection	6,9	1	-	2	21
Impôt différé	7	(111)	(228)	(353)	(516)
(Profit) perte latent lié à la gestion des risques	18	7	(127)	440	169
(Profit) perte de change latent	4	50	457	(341)	878
(Profit) perte à la sortie d'actifs	5	5	(2 379)	6	(2 395)
Charge d'impôt exigible liée à la sortie d'actifs	5	-	391	-	391
Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement	3,13	33	32	97	94
Autres		29	24	104	60
Variation nette des autres actifs et passifs		(13)	(13)	(59)	(81)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie		(99)	111	(132)	(183)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		310	542	697	1 152
Activités d'investissement					
Dépenses d'investissement – actifs de prospection et d'évaluation	9	(3)	(23)	(56)	(117)
Dépenses d'investissement – immobilisations corporelles	10	(205)	(378)	(719)	(1 170)
Acquisition	11	-	(80)	-	(80)
Produit de la sortie d'actifs	5	8	3 329	8	3 345
Charge d'impôt exigible liée à la sortie d'actifs	5	-	(391)	-	(391)
Variation nette du fonds de roulement hors trésorerie		4	(33)	(68)	(230)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement		(196)	2 424	(835)	1 357
Flux de trésorerie avant les activités de financement, montant net		114	2 966	(138)	2 509
Activités de financement					
Émission (remboursement) d'emprunts à court terme, montant net		-	-	-	(19)
Émission d'actions ordinaires, déduction faite des frais d'émission		-	-	-	1 449
Dividendes sur actions ordinaires	8	(41)	(133)	(124)	(396)
Autres		-	(1)	(1)	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement		(41)	(134)	(125)	1 032
Profit (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie libellés en devises		(3)	(21)	8	(23)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		70	2 811	(255)	3 518
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période		3 780	1 590	4 105	883
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période		3 850	4 401	3 850	4 401

Se reporter aux notes annexes des états financiers consolidés (non audités).

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE ET INFORMATIONS SECTORIELLES

Cenovus Energy Inc. et ses filiales (ensemble, « Cenovus » ou la « société ») sont engagées dans la mise en valeur, la production et la commercialisation de pétrole brut, de liquides de gaz naturel (« LGN ») et de gaz naturel au Canada; elles mènent aussi des activités de commercialisation et possèdent des installations de raffinage aux États-Unis (« É.-U. »).

Cenovus est constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, et ses actions sont inscrites à la Bourse de Toronto (« TSX ») et à celle de New York (« NYSE »). Son siège social et bureau administratif est situé au 2600, 500 Centre Street S.E., Calgary, Alberta, Canada, T2G 1A6. L'information sur la base d'établissement des présents états financiers consolidés intermédiaires se trouve à la note 2.

La direction a établi les secteurs opérationnels en fonction de renseignements examinés périodiquement aux fins de prise de décisions, d'affectation des ressources et d'évaluation de la performance opérationnelle par les principaux décideurs de Cenovus en ce qui a trait aux activités d'exploitation. La société évalue la performance financière de ses secteurs opérationnels principalement en fonction des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Les secteurs à présenter de la société sont les suivants :

- **Sables bitumineux**, secteur comprenant la mise en valeur et la production de bitume et de gaz naturel dans le nord-est de l'Alberta. Les actifs de bitume de Cenovus comprennent Foster Creek, Christina Lake et Narrows Lake, de même que des projets aux premiers stades de la mise en valeur, comme Grand Rapids et Telephone Lake. Certains gisements exploités par la société dans le secteur des sables bitumineux, notamment Foster Creek, Christina Lake et 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 classique, de LGN et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan, dont les actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, le projet de récupération assistée des hydrocarbures au dioxyde de carbone de Weyburn et les nouvelles zones potentielles de pétrole avarié.
- **Raffinage et commercialisation**, secteur responsable du transport, de la vente et du raffinage du pétrole brut transformé en pétrole raffiné et en produits chimiques. Cenovus détient, conjointement avec Phillips 66, société américaine non liée cotée en bourse, deux raffineries situées aux États-Unis. De plus, Cenovus possède et exploite un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut en Alberta. Le secteur Raffinage et commercialisation coordonne les projets de commercialisation et de transport qu'entreprend Cenovus pour optimiser les gammes de produits, les points de livraison, les engagements de transport et la diversification de la clientèle. La commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel provenant du Canada, y compris les ventes de produits physiques réglées aux États-Unis, est considérée comme étant effectuée par une entreprise canadienne. Les achats et les ventes de pétrole brut et de gaz naturel provenant des États-Unis sont affectés aux activités américaines.
- **Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend essentiellement les profits et pertes latents comptabilisés sur les instruments financiers dérivés, les profits et pertes à la sortie d'actifs et les frais généraux, frais d'administration, frais de financement et frais de recherche liés à l'ensemble des activités de Cenovus. Lorsqu'un instrument financier est réglé, le profit ou la perte réalisé est comptabilisé dans le secteur opérationnel auquel se rapporte l'instrument. Les éliminations sont liées aux ventes, au résultat d'exploitation et aux achats intersectoriels de produits, qui sont comptabilisés aux prix de cession interne en fonction des prix du marché courants, ainsi qu'au résultat intersectoriel non réalisé sur les stocks. Le secteur Activités non sectorielles et éliminations est imputé au Canada, hormis le profit ou la perte latent lié à la gestion des risques, qui est imputé au pays de résidence de l'entité effectuant l'opération concernée.

La charge de rémunération fondée sur des actions, auparavant comptabilisée dans les charges d'exploitation, a été reclassée dans les frais généraux et frais d'administration afin que sa présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice clos le 31 décembre 2015. Une charge respective de 3 M\$ et de 6 M\$ comptabilisée au trimestre et à la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 a ainsi été reclassée.

Les tableaux qui suivent présentent l'information financière d'abord par secteur et, ensuite, par produit et par emplacement géographique.

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.

Période close le 30 septembre 2016

A) Résultats d'exploitation – Informations sectorielles et opérationnelles

Trimestres clos les 30 septembre	Sables bitumineux		Hydrocarbures classiques		Raffinage et commercialisation	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	793	756	330	396	2 245	2 242
Moins les redevances	4	7	35	28	-	-
	789	749	295	368	2 245	2 242
Charges						
Marchandises achetées	-	-	-	-	2 004	2 012
Transport et fluidification	429	431	44	52	-	-
Charges d'exploitation	128	132	102	131	172	214
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	4	5	-	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(35)	(144)	(7)	(62)	1	(14)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	267	330	152	242	68	30
Amortissement et épuisement	181	180	412	224	52	49
Charges de prospection	1	-	-	-	-	-
Résultat sectoriel	85	150	(260)	18	16	(19)

Trimestres clos les 30 septembre	Activités non sectorielles et éliminations		Résultat consolidé	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires				
Chiffre d'affaires brut	(89)	(86)	3 279	3 308
Moins les redevances	-	-	39	35
	(89)	(86)	3 240	3 273
Charges				
Marchandises achetées	(87)	(86)	1 917	1 926
Transport et fluidification	(1)	-	472	483
Charges d'exploitation	(1)	(1)	401	476
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	4	5
(Profit) perte lié à la gestion des risques	7	(127)	(34)	(347)
Amortissement et épuisement	14	20	659	473
Charges de prospection	-	-	1	-
Résultat sectoriel	(21)	108	(180)	257
Frais généraux et frais d'administration	71	78	71	78
Charges financières	122	122	122	122
Produits d'intérêts	(27)	(6)	(27)	(6)
(Profit) perte de change, montant net	45	417	45	417
Frais de recherche	5	6	5	6
(Profit) perte à la sortie d'actifs	5	(2 379)	5	(2 379)
Autres (profits) pertes, montant net	5	(1)	5	(1)
	226	(1 763)	226	(1 763)
Résultat avant impôt			(406)	2 020
Charge (produit) d'impôt sur le résultat			(155)	219
Résultat net			(251)	1 801

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.

Période close le 30 septembre 2016

B) Résultats financiers par produit en amont

Trimestres clos les 30 septembre	Pétrole brut ¹⁾					
	Sables bitumineux		Hydrocarbures classiques		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	788	749	242	279	1 030	1 028
Moins les redevances	4	7	32	23	36	30
	784	742	210	256	994	998
Charges						
Transport et fluidification	429	431	40	49	469	480
Charges d'exploitation	125	127	65	89	190	216
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	4	4	4	4
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(35)	(143)	(7)	(49)	(42)	(192)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	265	327	108	163	373	490

1) Y compris les LGN.

Trimestres clos les 30 septembre	Gaz naturel					
	Sables bitumineux		Hydrocarbures classiques		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	5	6	86	113	91	119
Moins les redevances	-	-	3	5	3	5
	5	6	83	108	88	114
Charges						
Transport et fluidification	-	-	4	3	4	3
Charges d'exploitation	2	4	35	41	37	45
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	1	-	1
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	(1)	-	(13)	-	(14)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3	3	44	76	47	79

Trimestres clos les 30 septembre	Autres					
	Sables bitumineux		Hydrocarbures classiques		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	-	1	2	4	2	5
Moins les redevances	-	-	-	-	-	-
	-	1	2	4	2	5
Charges						
Transport et fluidification	-	-	-	-	-	-
Charges d'exploitation	1	1	2	1	3	2
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-	-	-	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(1)	-	-	3	(1)	3

Trimestres clos les 30 septembre	Total par produit en amont					
	Sables bitumineux		Hydrocarbures classiques		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	793	756	330	396	1 123	1 152
Moins les redevances	4	7	35	28	39	35
	789	749	295	368	1 084	1 117
Charges						
Transport et fluidification	429	431	44	52	473	483
Charges d'exploitation	128	132	102	131	230	263
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	4	5	4	5
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(35)	(144)	(7)	(62)	(42)	(206)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	267	330	152	242	419	572

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.

Période close le 30 septembre 2016

C) Résultat d'exploitation – Informations sectorielles et opérationnelles

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Sables bitumineux		Hydrocarbures classiques		Raffinage et commercialisation	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	1 972	2 379	898	1 358	5 962	6 775
Moins les redevances	7	26	88	86	-	-
	1 965	2 353	810	1 272	5 962	6 775
Charges						
Marchandises achetées	-	-	-	-	5 144	5 826
Transport et fluidification	1 228	1 337	136	172	-	-
Charges d'exploitation	359	402	331	431	557	551
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	9	16	-	-
(Profit) perte à la gestion des risques	(165)	(252)	(57)	(138)	23	(27)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	543	866	391	791	238	425
Amortissement et épuisement	485	508	877	745	157	140
Charges de prospection	2	-	-	21	-	-
Résultat sectoriel	56	358	(486)	25	81	285
			Activités non sectorielles et éliminations		Résultat consolidé	
Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut			(245)	(260)	8 587	10 252
Moins les redevances			-	-	95	112
			(245)	(260)	8 492	10 140
Charges						
Marchandises achetées			(241)	(260)	4 903	5 566
Transport et fluidification			(4)	-	1 360	1 509
Charges d'exploitation			(3)	(5)	1 244	1 379
Taxes sur la production et impôts miniers			-	-	9	16
(Profit) perte à la gestion des risques			440	169	241	(248)
Amortissement et épuisement			50	62	1 569	1 455
Charges de prospection			-	-	2	21
Résultat sectoriel			(487)	(226)	(836)	442
Frais généraux et frais d'administration			225	226	225	226
Charges financières			368	359	368	359
Produits d'intérêts			(45)	(20)	(45)	(20)
(Profit) perte de change, montant net			(338)	832	(338)	832
Frais de recherche			30	20	30	20
(Profit) perte à la sortie d'actifs			6	(2 395)	6	(2 395)
Autres (profits) pertes, montant net			7	1	7	1
			253	(977)	253	(977)
Résultat avant impôt					(1 089)	1 419
Charge (produit) d'impôt sur le résultat					(453)	160
Résultat net					(636)	1 259

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.

Période close le 30 septembre 2016

D) Résultats financiers par produit en amont

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Pétrole brut¹⁾					
	Sables bitumineux		Hydrocarbures classiques		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	1 960	2 356	670	1 000	2 630	3 356
Moins les redevances	7	26	80	78	87	104
	1 953	2 330	590	922	2 543	3 252
Charges						
Transport et fluidification	1 228	1 336	124	160	1 352	1 496
Charges d'exploitation	348	387	213	297	561	684
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	9	14	9	14
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(165)	(249)	(58)	(100)	(223)	(349)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	542	856	302	551	844	1 407

1) Y compris les LGN.

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Gaz naturel					
	Sables bitumineux		Hydrocarbures classiques		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	11	17	221	346	232	363
Moins les redevances	-	-	8	8	8	8
	11	17	213	338	224	355
Charges						
Transport et fluidification	-	1	12	12	12	13
Charges d'exploitation	7	12	113	131	120	143
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	2	-	2
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	(3)	1	(38)	1	(41)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4	7	87	231	91	238

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Autres					
	Sables bitumineux		Hydrocarbures classiques		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	1	6	7	12	8	18
Moins les redevances	-	-	-	-	-	-
	1	6	7	12	8	18
Charges						
Transport et fluidification	-	-	-	-	-	-
Charges d'exploitation	4	3	5	3	9	6
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	-	-	-	-
(Profit) perte lié à la gestion des risques	-	-	-	-	-	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(3)	3	2	9	(1)	12

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	Total par produit en amont					
	Sables bitumineux		Hydrocarbures classiques		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires						
Chiffre d'affaires brut	1 972	2 379	898	1 358	2 870	3 737
Moins les redevances	7	26	88	86	95	112
	1 965	2 353	810	1 272	2 775	3 625
Charges						
Transport et fluidification	1 228	1 337	136	172	1 364	1 509
Charges d'exploitation	359	402	331	431	690	833
Taxes sur la production et impôts miniers	-	-	9	16	9	16
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(165)	(252)	(57)	(138)	(222)	(390)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	543	866	391	791	934	1 657

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.

Période close le 30 septembre 2016

E) Actifs de prospection et d'évaluation, immobilisations corporelles, goodwill et total de l'actif

	Actifs de prospection et d'évaluation		Immobilisations corporelles	
	30 septembre 2016	31 décembre 2015	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Sables bitumineux	1 563	1 560	8 903	8 907
Hydrocarbures classiques	17	15	2 966	3 720
Raffinage et commercialisation	-	-	4 164	4 398
Activités non sectorielles et éliminations	-	-	280	310
Résultat consolidé	1 580	1 575	16 313	17 335

	Goodwill		Total de l'actif	
	30 septembre 2016	31 décembre 2015	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Sables bitumineux	242	242	11 086	11 069
Hydrocarbures classiques	-	-	3 091	3 830
Raffinage et commercialisation	-	-	5 964	5 844
Activités non sectorielles et éliminations	-	-	4 334	5 048
Résultat consolidé	242	242	24 475	25 791

F) Informations géographiques

	Produits des activités ordinaires			
	Trimestres clos en		Périodes de neuf mois closes en	
	2016	2015	2016	2015
Canada	1 623	1 482	4 140	4 897
États-Unis	1 617	1 791	4 352	5 243
Résultat consolidé	3 240	3 273	8 492	10 140

	Actif non courant ¹⁾	
	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Canada	14 144	14 921
États-Unis	4 069	4 307
Résultat consolidé	18 213	19 228

1) Tient compte des actifs de prospection et d'évaluation, des immobilisations corporelles, du goodwill et des autres actifs.

G) Dépenses d'investissement²⁾

Périodes closes les 30 septembre	Trimestres clos en		Périodes de neuf mois closes en	
	2016	2015	2016	2015
Investissements				
Sables bitumineux	110	272	476	946
Hydrocarbures classiques	41	55	114	157
Raffinage et commercialisation	51	67	156	159
Activités non sectorielles	6	6	21	24
	208	400	767	1 286
Acquisition				
Sables bitumineux	-	-	11	-
Hydrocarbures classiques	-	1	-	1
Raffinage et commercialisation	-	83	-	83
	208	484	778	1 370

2) Comprennent celles liées aux immobilisations corporelles ainsi qu'aux actifs de prospection et d'évaluation.

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.

Période close le 30 septembre 2016

2. BASE D'ÉTABLISSEMENT ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Dans les présents états financiers consolidés intermédiaires, à moins d'indication contraire, tous les montants sont exprimés en dollars canadiens. Les symboles « \$ CA » et « \$ » désignent le dollar canadien et le symbole « \$ US » désigne le dollar américain.

Ces états financiers consolidés intermédiaires ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS »), telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »), qui s'appliquent à la préparation d'états financiers intermédiaires – notamment la norme comptable internationale 34, *Information financière intermédiaire* (« IAS 34 »). Ils ont été préparés suivant les méthodes comptables et modes de calcul employés pour la préparation des états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2015, sauf pour l'impôt sur le résultat. L'impôt sur le résultat des périodes intermédiaires a été établi au moyen du taux d'imposition qui s'appliquerait au résultat net prévu pour l'ensemble de l'exercice. Certaines informations qui figurent normalement dans les notes annexes des états financiers consolidés annuels ont été résumées ou ne sont présentées qu'une fois l'an. Aussi les présents états financiers consolidés intermédiaires doivent-ils être lus parallèlement aux états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2015, qui ont été préparés conformément aux IFRS publiées par l'IASB.

Les présents états financiers consolidés intermédiaires de Cenovus ont été approuvés par le comité d'audit le 26 octobre 2016.

3. CHARGES FINANCIÈRES

Périodes closes les 30 septembre	Trimestres clos en		Périodes de neuf mois closes en	
	2016	2015	2016	2015
Charges d'intérêts – Emprunts à court terme et dette à long terme	84	84	255	243
Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement (note 13)	33	32	97	94
Autres	5	6	16	22
	122	122	368	359

4. (PROFIT) PERTE DE CHANGE, MONTANT NET

Périodes closes les 30 septembre	Trimestres clos en		Périodes de neuf mois closes en	
	2016	2015	2016	2015
(Profit) perte de change latent à la conversion des éléments suivants :				
Titres d'emprunt libellés en dollars US et émis au Canada	52	437	(343)	852
Autres	(2)	20	2	26
(Profit) perte de change latent	50	457	(341)	878
(Profit) perte de change réalisé	(5)	(40)	3	(46)
	45	417	(338)	832

5. SORTIES

Au troisième trimestre de 2016, la société a conclu la vente d'un terrain à une partie non liée pour un produit en trésorerie de 8 M\$, donnant lieu à une perte de 5 M\$. Au deuxième trimestre de 2016, la société a vendu du matériel, enregistrant une perte de 1 M\$. Les actifs vendus, les passifs connexes et les résultats s'y rapportant étaient comptabilisés par le secteur Hydrocarbures classiques.

Au troisième trimestre de 2015, la société a conclu la vente de Heritage Royalty Limited Partnership (« HRP »), filiale en propriété exclusive, à une partie liée pour un produit en trésorerie brut de 3,3 G\$, générant un profit de 2,4 G\$. HRP mène des activités liées aux redevances, qui comprennent des droits de redevances et des droits miniers en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba. Les actifs vendus, les passifs connexes et les résultats s'y rapportant étaient comptabilisés par le secteur Hydrocarbures classiques.

La sortie a donné lieu à un profit imposable à l'égard duquel la société a comptabilisé une charge d'impôt exigible de 391 M\$. La plupart des actifs de HRP ayant été acquis à un coût symbolique, ils avaient une incidence fiscale minimale en matière d'amortissement aux fins de l'impôt au cours des années antérieures. C'est pourquoi la charge d'impôt exigible associée à la sortie est précisément identifiable; elle a donc été classée dans les activités d'investissement dans le tableau consolidé des flux de trésorerie.

Au premier trimestre de 2015, la société a vendu un immeuble de bureaux, dégageant un profit de 16 M\$.

6. DÉPRÉCIATION

A) Dépréciation des unités génératrices de trésorerie

Au 30 septembre 2016, des indications de dépréciation ayant été relevées en raison d'un autre recul des prix à long terme du pétrole brut lourd et du gaz naturel, les unités génératrices de trésorerie en amont de la société ont fait l'objet d'un test de dépréciation.

Dépréciations de 2016

Au 30 septembre 2016, la société a déterminé que la valeur comptable des unités génératrices de trésorerie Nord de l'Alberta et Suffield était supérieure à leur valeur recouvrable, ce qui a donné lieu à des pertes de valeur de 210 M\$ et de 65 M\$, respectivement. Ces pertes de valeur ont été comptabilisées à titre de dotation à l'amortissement et à l'épuisement supplémentaire par le secteur Hydrocarbures classiques.

L'unité génératrice de trésorerie Nord de l'Alberta comprend les actifs productifs Pelican Lake et Elk Point et d'autres nouveaux actifs qui sont au stade de la prospection et de l'évaluation. Les flux de trésorerie futurs de l'unité génératrice de trésorerie Nord de l'Alberta ont été réduits en raison de la baisse des prix à long terme du pétrole brut lourd. La société avait auparavant déprécié l'unité génératrice de trésorerie Nord de l'Alberta de 170 M\$ au 31 mars 2016 en raison du recul des prix à terme du pétrole brut lourd, portant à 380 M\$ la dépréciation totale pour 2016.

L'unité génératrice de trésorerie Suffield comprend la production de gaz naturel et de pétrole brut en Alberta sur la base des Forces canadiennes. Les flux de trésorerie futurs de l'unité génératrice de trésorerie Suffield ont reculé en raison d'une baisse des prix à long terme du gaz naturel et du pétrole brut lourd.

Les valeurs recouvrables ont été calculées à partir de la juste valeur diminuée des coûts de sortie. La juste valeur des actifs productifs a été calculée en fonction des flux de trésorerie actualisés après impôt qui seraient tirés des réserves prouvées et probables et des prix à terme et coûts estimatifs, conformément aux estimations effectuées par les évaluateurs de réserves indépendants agréés de Cenovus (niveau 3). Quant aux flux de trésorerie futurs, ils ont été estimés en fonction d'un taux d'inflation de 2 % et d'un taux d'actualisation de 10 %. Au 30 septembre 2016, les valeurs recouvrables des unités génératrices de trésorerie Nord de l'Alberta et Suffield étaient estimées à environ 1,1 G\$ et 483 M\$, respectivement.

Aux fins du test de dépréciation, le goodwill est attribué à l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il se rapporte. Aucune perte de valeur visant le goodwill n'a été comptabilisée pendant la période de neuf mois close le 30 septembre 2016.

Hypothèses clés

La valeur recouvrable des unités génératrices de trésorerie en amont de Cenovus a été déterminée en fonction de la juste valeur diminuée des coûts de sortie ou d'une évaluation d'opérations portant sur des actifs comparables. Les hypothèses clés entrant dans la détermination des flux de trésorerie futurs qui seront tirés des réserves sont les prix du pétrole brut et du gaz naturel, les coûts de mise en valeur et le taux d'actualisation. Toutes les réserves ont été évaluées au 31 décembre 2015 par des évaluateurs de réserves indépendants agréés.

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.
Période close le 30 septembre 2016

Prix du pétrole brut et du gaz naturel

Au 30 septembre 2016, les prix à terme employés pour la détermination des flux de trésorerie futurs qui seront tirés des réserves de pétrole et de gaz naturel se détaillaient comme suit :

	D'ici la fin de 2016	2017	2018	2019	2020	Variation annuelle moyenne jusqu'en 2026
WTI (\$ US/baril) ¹⁾	50,00	53,50	59,70	66,10	70,00	3,6 %
WCS (\$ CA/baril) ²⁾	45,50	50,90	57,00	63,50	65,20	3,2 %
AECO (\$ CA/kpi ³⁾) ^{3), 4)}	2,95	3,00	3,15	3,45	3,60	3,6 %

1) Pétrole brut West Texas Intermediate (« WTI »).

2) Pétrole brut fluidifié Western Canadian Select (« WCS »).

3) Gaz naturel de l'Alberta Energy Company (« AECO »).

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

Taux d'actualisation et d'inflation

Les évaluations des flux de trésorerie futurs actualisés sont d'abord faites selon un taux d'actualisation de 10 % et un taux d'inflation de 2 %, ce qui constitue une pratique courante dans l'industrie; il s'agit des taux qu'utilisent les évaluateurs de réserves indépendants agréés de Cenovus lorsqu'ils préparent des rapports sur les réserves. D'autres facteurs économiques et opérationnels sont aussi pris en compte en fonction des caractéristiques individuelles des actifs considérés, ce qui peut jouer à la hausse ou à la baisse sur le taux d'actualisation présumé.

Sensibilité

Au 30 septembre 2016, des variations indépendantes du taux d'actualisation hypothétique et des prix à terme estimatifs sur la durée d'utilité des réserves auraient eu l'incidence suivante sur les dépréciations du troisième trimestre :

	Augmentation de 1 % du taux d'actualisation	Diminution de 1 % du taux d'actualisation	Diminution de 5 % des prix à terme estimatifs
Immobilisations corporelles – Variation de la dépréciation de l'unité génératrice de trésorerie Nord de l'Alberta	137	(145)	368
Immobilisations corporelles – Variation de la dépréciation de l'unité génératrice de trésorerie Suffield	26	(45)	56

Dépréciation de 2015

Aucune perte de valeur d'unités génératrices de trésorerie ni de goodwill n'a été comptabilisée pendant la période de neuf mois close le 30 septembre 2015.

B) Dépréciation d'actifs

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2016, la société a comptabilisé une perte de valeur de 16 M\$ au titre des coûts d'ingénierie provisoire associés à un projet qui a été annulé et du matériel qui a été ramené à sa valeur recouvrable. Cette perte de valeur a été comptabilisée à titre de dotation à l'amortissement et à l'épuisement supplémentaire par le secteur Sables bitumineux. Au deuxième trimestre de 2016, des améliorations locatives de 4 M\$ ont été radiées. Cette perte de valeur a été comptabilisée à titre de dotation à l'amortissement et à l'épuisement supplémentaire par le secteur Activités non sectorielles et éliminations.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, il a été jugé que des coûts de prospection et d'évaluation de 21 M\$ liés à certains actifs de prospection de l'unité génératrice de trésorerie Saskatchewan et précédemment incorporés à l'actif avaient trait à des projets qui n'étaient ni techniquement réalisables ni viables sur le plan commercial et qui ont donc été reclassés en tant que charges de prospection dans le secteur Hydrocarbures classiques.

7. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

La charge d'impôt sur le résultat s'établit comme suit :

Périodes closes les 30 septembre	Trimestres clos en		Périodes de neuf mois closes en	
	2016	2015	2016	2015
Impôt exigible				
Canada	(44)	451	(101)	686
États-Unis	-	(4)	1	(10)
Total de la charge (du produit) d'impôt exigible	(44)	447	(100)	676
Charge (produit) d'impôt différé	(111)	(228)	(353)	(516)
	(155)	219	(453)	160

Au troisième trimestre de 2016, la société a comptabilisé un produit d'impôt exigible de 50 M\$ associé à des ajustements d'exercices antérieurs.

Au troisième trimestre de 2015, la société a comptabilisé un produit d'impôt différé de 385 M\$ découlant d'un ajustement de la valeur fiscale des actifs de raffinage de la société. La diminution de la valeur fiscale était attribuable au fait qu'un partenaire de la société a comptabilisé un profit imposable sur sa participation dans WRB Refining LP (« WRB ») qui, en raison d'un choix fait auprès des autorités fiscales américaines, a été ajouté à la valeur fiscale des actifs de WRB.

Le tableau qui suit présente un rapprochement de l'impôt sur le résultat calculé au taux prévu par la loi au Canada et de l'impôt sur le résultat présenté :

Périodes closes les 30 septembre	Périodes de neuf mois closes en	
	2016	2015
Résultat avant impôt sur le résultat	(1 089)	1 419
Taux prévu par la loi au Canada	27,0 %	26,1 %
Charge (produit) d'impôt sur le résultat prévu(e)	(294)	370
Incidence des éléments suivants sur l'impôt :		
Écarts avec les taux réglementaires à l'étranger	(38)	(15)
Rémunération fondée sur des actions non déductible	6	7
(Gains) pertes en capital non imposables	(46)	113
(Gains) pertes en capital non comptabilisés découlant d'écarts de change latents	(46)	113
Ajustements découlant de déclarations antérieures	(48)	(13)
Comptabilisation de pertes en capital	-	(149)
Comptabilisation de la valeur fiscale aux États-Unis	-	(385)
Modification du taux prévu par la loi	-	158
Autres	13	(39)
Total de la charge (du produit) d'impôt	(453)	160
Taux d'imposition effectif	41,6 %	11,3 %

8. MONTANTS PAR ACTION

A) Résultat net par action

Périodes closes les 30 septembre	Trimestres clos en		Périodes de neuf mois closes en	
	2016	2015	2016	2015
Résultat net - de base et dilué (en M\$)	(251)	1 801	(636)	1 259
Nombre moyen pondéré d'actions - de base et dilué (en millions)	833,3	833,3	833,3	813,8
Résultat net par action - de base et dilué (en \$)	(0,30)	2,16	(0,76)	1,55

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.

Période close le 30 septembre 2016

B) Dividendes par action

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la société a versé en trésorerie des dividendes de 124 M\$, ou 0,15 \$ par action (578 M\$, ou 0,6924 \$ par action, dont des dividendes en trésorerie de 396 M\$, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015).

9. ACTIFS DE PROSPECTION ET D'ÉVALUATION

	Total
Au 31 décembre 2015	1 575
Entrées d'actifs	56
Transferts aux immobilisations corporelles (note 10)	(49)
Charges de prospection	(2)
Au 30 septembre 2016	1 580

10. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, MONTANT NET

	Actifs en amont				Total
	Mise en valeur et production	Autres actifs en amont	Matériel de raffinage	Autres¹⁾	
COÛT					
Au 31 décembre 2015	31 481	331	5 206	1 037	38 055
Entrées d'actifs	544	1	149	28	722
Transferts des actifs de prospection et d'évaluation (note 9)	49	-	-	-	49
Variation des passifs relatifs au démantèlement	33	-	(10)	-	23
Variation des taux de change et autres	(16)	-	(273)	-	(289)
Sorties d'actifs (note 5)	(23)	-	-	-	(23)
Au 30 septembre 2016	32 068	332	5 072	1 065	38 537
AMORTISSEMENT, ÉPUISEMENT ET DÉPRÉCIATION CUMULÉS					
Au 31 décembre 2015	18 908	277	896	639	20 720
Amortissement et épuiement	876	25	152	51	1 104
Pertes de valeur (note 6)	461	-	-	4	465
Variation des taux de change et autres	(8)	-	(49)	-	(57)
Sorties d'actifs (note 5)	(8)	-	-	-	(8)
Au 30 septembre 2016	20 229	302	999	694	22 224
VALEUR COMPTABLE					
Au 31 décembre 2015	12 573	54	4 310	398	17 335
Au 30 septembre 2016	11 839	30	4 073	371	16 313

1) Comprend le terminal de transport ferroviaire de pétrole brut, le mobilier de bureau, les agencements, les améliorations locatives, les technologies de l'information et les aéronefs.

11. ACQUISITION

Au troisième trimestre de 2015, la société a conclu l'acquisition d'un terminal de transport ferroviaire de pétrole brut pour une contrepartie en trésorerie de 75 M\$, majorée d'ajustements. La transaction a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition. Dans le cadre de cette acquisition, la société a repris un passif relatif au démantèlement connexe de 4 M\$ et un fonds de roulement de 1 M\$. Les coûts de transaction associés à l'acquisition ont été passés en charges. Ces actifs, les passifs connexes et les résultats s'y rapportant ont été comptabilisés par le secteur Raffinage et commercialisation.

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.

Période close le 30 septembre 2016

12. DETTE À LONG TERME

	Capital en \$ US	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Titres d'emprunt à terme renouvelables ¹⁾	-	-	-
Billets non garantis libellés en dollars américains	4 750	6 231	6 574
Capital total		6 231	6 574
Escomptes et coûts de transaction		(47)	(49)
		6 184	6 525

1) Les titres d'emprunt à terme renouvelables peuvent comprendre des acceptations bancaires, des emprunts contractés au TIOL, des emprunts au taux préférentiel et des emprunts au taux de base américain.

Le 24 février 2016, Cenovus a déposé un prospectus préalable de base. Ce prospectus permet à la société d'émettre à l'occasion, au Canada, aux États-Unis ou ailleurs, là où la loi l'autorise, des titres d'emprunt, des actions ordinaires, des actions préférentielles, des reçus de souscription, des bons de souscription, des contrats d'achat d'actions et des unités, d'un montant pouvant aller jusqu'à 5,0 G\$ US ou l'équivalent dans d'autres devises. Le prospectus préalable de base est en vigueur jusqu'en mars 2018 et a remplacé le prospectus préalable de base de 2,0 G\$ US de la société. En outre, le prospectus préalable de base canadien de 1,5 G\$ de la société est venu à échéance le 25 juillet 2016. Au 30 septembre 2016, aucune émission n'a été effectuée aux termes du prospectus préalable de base de 5,0 G\$ US.

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 septembre 2016, le montant disponible sur la facilité de crédit engagée de la société totalisait 4,0 G\$.

Au 30 septembre 2016, toutes les conditions des conventions d'emprunt de la société étaient respectées.

13. PASSIFS RELATIFS AU DÉMANTÈLEMENT

La provision au titre du démantèlement correspond à la valeur actualisée des coûts futurs prévus liés à la mise hors service des actifs de pétrole brut et de gaz naturel en amont, des installations de raffinage et du terminal de transport ferroviaire de pétrole brut. La valeur comptable totale de cette provision s'établit comme suit :

	Total
Au 31 décembre 2015	2 052
Obligations contractées	7
Obligations réglées	(34)
Passifs cédés	(1)
Variation des flux de trésorerie futurs estimatifs	(1)
Variation du taux d'actualisation	17
Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement	97
Écart de conversion	(2)
Au 30 septembre 2016	2 135

Le montant non actualisé des flux de trésorerie futurs estimatifs requis pour régler l'obligation a été actualisé au moyen d'un taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit de 6,3 % au 30 septembre 2016 (6,4 % au 31 décembre 2015).

14. CAPITAL SOCIAL

A) Autorisé

Cenovus est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et d'actions préférentielles de premier et de second rang; le nombre d'actions préférentielles émises ne doit cependant pas dépasser, au total, 20 % du nombre d'actions ordinaires émises et en circulation. Les actions préférentielles de premier rang et de second rang peuvent être émises en une ou plusieurs séries et être assorties de droits et conditions établis par le conseil d'administration avant leur émission, sous réserve des statuts de la société.

B) Émis et en circulation

	30 septembre 2016	
	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)	Montant
Actions en circulation au début de l'exercice et à la fin de la période	833 290	5 534

Aucune action préférentielle n'était en circulation au 30 septembre 2016 (aucune au 31 décembre 2015).

Au 30 septembre 2016, 12 millions d'actions ordinaires (12 millions au 31 décembre 2015) pouvaient être émises aux termes du régime d'options sur actions.

15. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Régimes à prestations définies	Écart de conversion	Actifs financiers disponibles à la vente	Total
Au 31 décembre 2015	(10)	1 014	16	1 020
Autres éléments du résultat global, moins l'impôt	(13)	(205)	(4)	(222)
Impôt sur le résultat	4	-	3	7
Au 30 septembre 2016	(19)	809	15	805
	Régimes à prestations définies	Écart de conversion	Actifs financiers disponibles à la vente	Total
Au 31 décembre 2014	(30)	427	10	407
Autres éléments du résultat global, moins l'impôt	6	463	-	469
Impôt sur le résultat	(1)	-	-	(1)
Au 30 septembre 2015	(25)	890	10	875

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.

Période close le 30 septembre 2016

16. RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Cenovus offre divers régimes de rémunération fondée sur des actions qui comprennent notamment des options sur actions assorties de droits de règlement net (« DRN »), des options sur actions assorties de droits à l'appréciation d'actions jumelés (« DAAJ »), des unités d'actions liées au rendement (« UAR »), des unités d'actions de négociation restreinte (« UANR ») et des unités d'actions différées (« UAD »). Le tableau suivant résume l'information sur les régimes de rémunération fondée sur des actions de Cenovus :

Au 30 septembre 2016	Nombre d'unités en cours (en milliers)	Nombre d'unités exerçables (en milliers)
DRN	41 946	30 038
DAAJ	3 381	3 381
UAR	6 175	-
UANR	3 797	-
UAD	1 588	1 588

Période de neuf mois close le 30 septembre 2016	Nombre d'unités attribuées (en milliers)	Nombre d'unités acquises et réglées (en milliers)
DRN	3 646	-
UAR	2 336	979
UANR	1 708	32
UAD	92	5

Au 30 septembre 2016, le prix d'exercice moyen pondéré des DRN se chiffrait à 30,57 \$ et celui des DAAJ, à 26,66 \$.

Le tableau suivant résume la charge (l'économie) de rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour tous les régimes :

Périodes closes les 30 septembre	Trimestres clos en		Périodes de neuf mois closes en	
	2016	2015	2016	2015
DRN	4	6	12	20
DAAJ	-	(1)	-	(4)
UAR	7	-	7	(7)
UANR	3	2	8	5
UAD	2	2	4	(1)
Charge de rémunération fondée sur des actions	16	9	31	13
Coûts de la rémunération fondée sur des actions incorporés à l'actif	4	4	8	6
Total de la rémunération fondée sur des actions	20	13	39	19

17. STRUCTURE FINANCIÈRE

Les objectifs ciblés par Cenovus pour sa structure financière n'ont pas changé par rapport aux périodes précédentes. La structure financière de la société se compose des capitaux propres et de la dette; cette dernière comprend les emprunts à court terme ainsi que la partie courante et la partie non courante de la dette à long terme. La dette nette comprend les emprunts à court terme de même que la partie courante et la partie non courante de la dette à long terme, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. Dans la gestion de sa structure financière, Cenovus vise à maintenir une souplesse financière, à préserver son accès aux marchés des capitaux et à s'assurer d'être en mesure de financer la croissance générée en interne et les acquisitions potentielles tout en maintenant sa capacité à remplir ses obligations financières.

Cenovus surveille sa structure financière et ses besoins de financement à l'aide, entre autres, de ratios financiers non conformes aux PCGR, soit le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/bénéfice avant intérêts, impôt et dotation à l'amortissement et à l'épuisement ajusté (« BAIIA ajusté »). Ces ratios sont des mesures de la santé financière générale de la société et sont utilisés pour gérer son endettement global.

À long terme, Cenovus cible un ratio dette/capitaux permanents entre 30 % et 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté entre 1,0 x et 2,0 x. À différents points du cycle économique, Cenovus s'attend à ce que ces ratios soient parfois en dehors de ces intervalles cibles.

A) Ratio dette/capitaux permanents et ratio dette nette/capitaux permanents

	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Dette	6 184	6 525
Ajouter (déduire) :		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 850)	(4 105)
Dette nette	2 334	2 420
Dette	6 184	6 525
Capitaux propres	11 431	12 391
	17 615	18 916
Ratio dette/capitaux permanents	35 %	34 %
Dette nette	2 334	2 420
Capitaux propres	11 431	12 391
	13 765	14 811
Ratio dette nette/capitaux permanents	17 %	16 %

B) Ratio dette/BAIIA ajusté et ratio dette nette/BAIIA ajusté

	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Dette	6 184	6 525
Dette nette	2 334	2 420
Résultat net	(1 277)	618
Ajouter (déduire) :		
Charges financières	491	482
Produits d'intérêts	(53)	(28)
Charge (produit) d'impôt sur le résultat	(694)	(81)
Amortissement et épuisement	2 228	2 114
Dépréciation d'actifs de prospection et d'évaluation	119	138
(Profit) perte latent sur la gestion des risques	466	195
(Profit) perte de change, montant net	(134)	1 036
(Profit) perte à la sortie d'actifs	9	(2 392)
Autres (profits) pertes, montant net	8	2
BAIIA ajusté ¹⁾	1 163	2 084
Ratio dette/BAIIA ajusté	5,3 x	3,1 x
Ratio dette nette/BAIIA ajusté	2,0 x	1,2 X

1) Calculé sur 12 mois consécutifs.

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.

Période close le 30 septembre 2016

Cenovus fera preuve de discipline en matière de capital et gèrera sa structure financière de façon à faciliter son accès à des liquidités suffisantes à tous les stades du cycle économique. Pour gérer sa structure financière, Cenovus peut, entre autres, modifier ses dépenses d'investissement et d'exploitation et les dividendes versés aux actionnaires, racheter des actions pour les annuler aux termes d'offres publiques de rachat dans le cours normal de l'activité, émettre de nouvelles actions, émettre de nouveaux titres d'emprunt, effectuer des prélèvements sur ses facilités de crédit ou rembourser la dette existante.

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 septembre 2016, le montant disponible sur la facilité de crédit engagée de la société totalisait 4,0 G\$. De plus, Cenovus a déposé un prospectus préalable de base de 5,0 G\$ US dont elle peut se prévaloir sous réserve des conditions du marché.

Aux termes de la facilité de crédit engagée, la société est tenue de conserver un ratio dette/capitaux permanents ne dépassant pas 65 %. Le ratio de la société est nettement en deçà de cette limite.

Au 30 septembre 2016, Cenovus se conformait à toutes les conditions de ses conventions d'emprunt.

18. INSTRUMENTS FINANCIERS

Les actifs et passifs financiers de Cenovus comprennent la trésorerie et ses équivalents, les comptes débiteurs et produits à recevoir, les comptes créditeurs et charges à payer, les actifs et passifs liés à la gestion des risques, les actifs financiers disponibles à la vente, les créances à long terme, les emprunts à court terme et la dette à long terme. Les actifs et passifs liés à la gestion des risques découlent de l'utilisation d'instruments financiers dérivés.

A) Juste valeur des instruments financiers non dérivés

En raison de leur échéance à court terme, la trésorerie et ses équivalents, les comptes débiteurs et produits à recevoir, les comptes créditeurs et charges à payer et les emprunts à court terme ont une juste valeur qui avoisine leur valeur comptable.

La juste valeur des créances à long terme se rapproche de leur valeur comptable, en raison du caractère non négociable de ces instruments.

La dette à long terme est comptabilisée au coût amorti. La juste valeur estimative des emprunts à long terme a été établie en fonction des cours des titres d'emprunt à long terme sur le marché secondaire à la clôture de la période (niveau 2). Au 30 septembre 2016, la valeur comptable de la dette à long terme de Cenovus s'établissait à 6 184 M\$ et la juste valeur, à 6 271 M\$ (valeur comptable de 6 525 M\$ et juste valeur de 6 050 M\$ au 31 décembre 2015).

Les actifs financiers disponibles à la vente sont des placements dans des titres de sociétés fermées. Ils sont comptabilisés à leur juste valeur dans les états consolidés de la situation financière. La juste valeur est établie en fonction de transactions récentes visant des titres de sociétés fermées (niveau 3), s'il y a eu de telles transactions. Le tableau suivant présente l'évolution de la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente :

	Total
Au 31 décembre 2015	42
Variation de la juste valeur ¹⁾	(7)
Au 30 septembre 2016	35

¹⁾ Les profits et pertes latents sur les actifs financiers disponibles à la vente sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et les pertes de valeur sont classées en résultat net.

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.
Période close le 30 septembre 2016

B) Juste valeur des actifs et des passifs liés à la gestion des risques

Les actifs et les passifs liés à la gestion des risques de la société comprennent des contrats d'achat de pétrole brut, de condensats et d'électricité ainsi que des swaps de taux d'intérêt. Les contrats de pétrole brut, de condensats et, le cas échéant, de gaz naturel sont comptabilisés à leur juste valeur estimative établie en fonction de la différence entre le prix prévu par contrat et le prix à terme à la clôture de la période pour la même marchandise, selon des prix cotés sur les marchés ou le prix à terme à la clôture de la période pour la même marchandise extrapolé pour la durée du contrat (niveau 2). La juste valeur des contrats d'achat d'électricité est calculée en interne en fonction de données observables et non observables comme les prix à terme de l'électricité sur des marchés moins actifs (niveau 3). La société obtient ses données non observables de tiers dans la mesure du possible et en vérifie le caractère raisonnable. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt est calculée à l'aide de modèles d'évaluation externes qui intègrent des données observables sur le marché, dont des prix cotés sur les marchés et des courbes de taux d'intérêt (niveau 2).

Sommaire des positions de gestion des risques non dénouées

	30 septembre 2016			31 décembre 2015		
	Gestion des risques			Gestion des risques		
	Actifs	Passifs	Montant net	Actifs	Passifs	Montant net
Prix des marchandises						
Pétrole brut	13	101	(88)	301	15	286
Électricité ¹⁾	-	-	-	-	13	(13)
	13	101	(88)	301	28	273
Taux d'intérêt	-	93	(93)	-	2	(2)
Total de la juste valeur	13	194	(181)	301	30	271

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.

Le tableau suivant présente la hiérarchie des justes valeurs de la société qui s'applique aux actifs et aux passifs de gestion des risques comptabilisés à la juste valeur :

	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Prix selon des données observables ou confirmées sur le marché (niveau 2)	(181)	284
Prix établis en fonction de données non observables (niveau 3)	-	(13)
	(181)	271

Les prix tirés de données observables ou confirmées sur le marché s'entendent de la juste valeur de contrats évalués en partie à l'aide de prix cotés sur le marché et en partie avec des données observables et confirmées sur le marché. Les prix établis en fonction de données non observables se rapportent à la juste valeur de contrats évalués à l'aide de données qui sont à la fois non observables et importantes pour l'évaluation de la juste valeur globale.

Le tableau suivant présente un rapprochement des variations de la juste valeur des actifs et des passifs liés à la gestion des risques de Cenovus entre le 1^{er} janvier et le 30 septembre :

	2016	2015
Juste valeur des contrats au début de l'exercice	271	462
Juste valeur des contrats dénoués pendant la période ¹⁾	(199)	(417)
Variation de la juste valeur des contrats en cours au début de l'exercice et des contrats conclus pendant la période ²⁾	(241)	248
Profit (perte) de change latent sur les contrats libellés en dollars US	(12)	4
Juste valeur des contrats à la fin de la période	(181)	297

1) Comprend une perte réalisée de 3 M\$ liée à des contrats d'électricité (7 M\$ en 2015).

2) Comprend une augmentation de la juste valeur de 10 M\$ liée à des contrats d'électricité (diminution de 10 M\$ en 2015).

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.

Période close le 30 septembre 2016

C) Incidence sur le résultat des (profits) pertes sur les positions de gestion des risques

Périodes closes les 30 septembre	Trimestres clos en		Périodes de neuf mois closes en	
	2016	2015	2016	2015
(Profit) perte réalisé ¹⁾	(41)	(220)	(199)	(417)
(Profit) perte latent ²⁾	7	(127)	440	169
(Profit) perte lié à la gestion des risques	(34)	(347)	241	(248)

1) Les profits et pertes réalisés liés à la gestion des risques sont comptabilisés dans le secteur opérationnel auquel se rapporte l'instrument dérivé.

2) Les profits et pertes latents liés à la gestion des risques sont constatés dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations.

19. GESTION DES RISQUES

La société est exposée à des risques financiers, notamment le risque lié aux prix des marchandises, le risque de change, le risque de taux d'intérêt ainsi que le risque de crédit et le risque de liquidité. Une description de la nature et de l'étendue des risques associés aux actifs et aux passifs financiers de la société se trouve dans les notes annexes des états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2015. L'exposition de la société à ces risques n'a pas changé de manière notable depuis le 31 décembre 2015. Pour gérer son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, la société a conclu des swaps de taux d'intérêt se rapportant à d'éventuelles émissions de titres d'emprunt. Au 30 septembre 2016, le montant notionnel des swaps de taux d'intérêt auxquels la société était partie s'élevait à 400 M\$ US.

Juste valeur nette des positions de gestion des risques

Au 30 septembre 2016	Volumes notionnels	Échéance	Prix moyens	Juste valeur
Contrats de pétrole brut				
Contrats à prix fixe				
Prix fixe du Brent	10 000 b/j	Janvier à décembre 2016	66,93 \$ US/b	20
Prix fixe du Brent	5 000 b/j	Juillet à décembre 2016	75,46 \$/b	4
Prix fixe du Brent	10 000 b/j	Juillet à décembre 2017	53,09 \$ US/b	(2)
Prix fixe du Brent	10 000 b/j	Janvier à juin 2018	54,06 \$ US/b	(3)
Prix fixe du WTI	10 000 b/j	Juillet à décembre 2016	39,02 \$ US/b	(12)
Prix fixe du WTI	70 000 b/j	Janvier à juin 2017	46,35 \$ US/b	(77)
Différentiel de prix WCS ¹⁾	31 600 b/j	Janvier à décembre 2016	(13,96) \$ US/b	1
Tunnels sur le Brent	10 000 b/j	Juillet à décembre 2016	45,55 \$ US – 56,55 \$ US/b	-
Tunnels sur le WTI	30 000 b/j	Juillet à décembre 2016	45,39 \$ US – 55,36 \$ US/b	2
Tunnels sur le WTI	30 000 b/j	Juillet à décembre 2017	43,92 \$ US – 53,96 \$ US/b	(20)
Autres positions financières ²⁾				(3)
Juste valeur des positions sur le pétrole brut				(90)
Contrats d'achat de condensats				
Prix fixe Mont Belvieu	3 000 b/j	Janvier à décembre 2016	39,20 \$ US/b	2
Swaps de taux d'intérêt				
				(93)

1) Cenovus a conclu des swaps à prix fixe et des contrats à terme pour protéger son pétrole lourd contre l'élargissement des différentiels de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd.

2) Les autres positions financières font partie des activités courantes de commercialisation de la production de la société.

NOTES ANNEXES (non audités)

Tous les montants sont exprimés en millions de dollars, sauf indication contraire.
Période close le 30 septembre 2016

Sensibilités – Positions de gestion des risques

Le tableau suivant résume la sensibilité de la juste valeur des positions de gestion des risques de Cenovus aux fluctuations des prix des marchandises ou des taux d'intérêt, toutes les autres variables demeurant constantes. La direction croit que les fluctuations de prix et de taux d'intérêt présentées dans le tableau ci-dessous constituent une mesure raisonnable de la volatilité. L'incidence des fluctuations des prix des marchandises et des taux d'intérêt sur les positions de gestion des risques en cours aurait pu entraîner la comptabilisation de profits (pertes) latents ayant une incidence sur le résultat avant impôt comme suit, compte tenu des positions de gestion des risques en cours :

Positions de gestion des risques en cours au 30 septembre 2016

	Fourchette de sensibilité	Hausse	Baisse
Pétrole brut – prix de la marchandise	± 10 \$ US/b sur les couvertures basées sur le Brent et le WTI	(394)	394
Pétrole brut – prix différentiel	± 5 \$ US/b sur les couvertures différentielles basées sur la production	16	(16)
Condensats – prix de la marchandise	± 10 \$ US/b sur les couvertures visant les condensats	27	(27)
Swaps de taux d'intérêt	± 50 points de base	56	(65)

20. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

A) 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. En outre, la société a des engagements relatifs à son programme de gestion des risques et est tenue de capitaliser les régimes à prestations définies et d'autres avantages postérieurs à l'emploi. De plus amples renseignements sur les engagements qui lient la société sont présentés dans les notes annexes aux états financiers consolidés annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les engagements liés au transport de la société ont diminué d'environ 1,5 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. Au 30 septembre 2016, les engagements liés au transport totalisaient 26 G\$.

Au 30 septembre 2016, des lettres de crédit en cours totalisant 275 M\$ étaient émises à titre de garantie de l'exécution de certains contrats (64 M\$ au 31 décembre 2015).

B) Actions en justice

Cenovus est partie à un petit nombre d'actions en justice intentées contre elle dans le cours normal de ses activités. Elle estime avoir constitué une provision suffisante à cet effet. Aucune action, considérée individuellement ou dans le cadre d'autres actions, n'est considérable.