



Cenovus Energy Inc.

Rapport de gestion pour la période terminée le 31 mars 2010 (en dollars canadiens)

Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « Société »), daté du 28 avril 2010, doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (les « états financiers consolidés intermédiaires »), et les états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (les « états financiers consolidés ») et la circulaire d'information d'Encana Corporation (« Encana ») relative à l'arrangement visant Cenovus Energy Inc. (la « circulaire d'information ») datée du 20 octobre 2009. Le présent rapport contient de l'information prospective fondée sur les prévisions et les projections actuelles de Cenovus. Pour se renseigner sur les principaux facteurs et les principales hypothèses sous-jacents à cette information prospective, lire la mise en garde figurant à la fin du présent document.

La direction est responsable de la préparation du rapport de gestion. Le comité de vérification du conseil d'administration (le « conseil ») examine et approuve le rapport de gestion.

Les états financiers consolidés intermédiaires, qui sont présentés de façon comparative, ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et sont libellés en dollars canadiens, sauf lorsqu'il est précisé que les montants sont donnés dans une autre monnaie. Les volumes de production sont présentés avant déduction des redevances.

Certains termes employés dans le présent rapport sont définis dans l'information fournie sur le pétrole et le gaz naturel, les devises, les abréviations, les mesures non conformes aux PCGR ainsi que les renvois à Cenovus à la rubrique « Mise en garde », qui figure à la fin du présent rapport.

INTRODUCTION ET APERÇU DE CENOVUS ENERGY

Cenovus est une société pétrolière intégrée dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta. Son exploitation regroupe des biens exploités par récupération assistée des hydrocarbures (« RAH ») et des activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan. En outre, elle détient des participations dans deux raffineries situées aux États-Unis, dans l'Illinois et au Texas.

Cenovus a commencé à exercer des activités indépendantes le 1^{er} décembre 2009 à la suite de l'arrangement avec Encana qui a créé deux sociétés indépendantes du secteur de l'énergie cotées en bourse, soit Cenovus et Encana, (l'« arrangement »). Même si Cenovus est une entité nouvelle, elle n'en exploite pas moins plusieurs actifs depuis des décennies.

Les activités de Cenovus regroupent les biens exploités par RAH ainsi que les activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan. Trois des quatre biens exploités par RAH (Foster Creek, Christina Lake et Pelican Lake) sont situés dans la région d'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta. Le quatrième, le projet Weyburn, utilise la RAH par piégeage du dioxyde de carbone (« CO₂ ») et se trouve dans le sud-est de la Saskatchewan. La Société détient en outre une participation de 50 % dans deux raffineries aux États-Unis, dans l'Illinois et au Texas, laquelle lui permet de profiter de la pleine valeur découlant de la production du pétrole brut jusqu'aux produits raffinés comme l'essence, le diesel et le carburéacteur.

Pour les cinq prochaines années, les activités de Cenovus seront axées sur l'accroissement de la production tirée principalement de la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« technique DGMV ») à Foster Creek et à Christina Lake. La Société a fait la preuve de son expertise et de l'efficacité de sa méthode de mise en valeur par RAH à faible coût. Ses activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel devraient aboutir à une production stable et à des flux de trésorerie réguliers qui lui permettront de poursuivre la mise en valeur de ses actifs bitumineux. Dans l'ensemble des activités de la Société, qu'il s'agisse de bitume, de pétrole brut ou de gaz naturel, la technologie joue un rôle crucial dans l'extraction des ressources, car elle accroît les quantités récupérées, minore les coûts et améliore les méthodes d'extraction. L'un des objectifs primordiaux de Cenovus est le perfectionnement des technologies afin de réduire les quantités d'eau, de vapeur, de gaz naturel et d'électricité consommées dans le cadre de ses activités, ainsi que l'atténuation des perturbations de la surface du sol.

L'avenir de la Société réside dans la mise en valeur de la vaste zone qu'elle détient dans la région d'Athabasca dans le nord-est de l'Alberta. Outre les biens de Foster Creek et de Christina Lake, la Société possède actuellement deux biens nouveaux dans cette zone, soit Borealis et Narrows Lake. Une demande conjointe a été déposée, auprès de la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques et auprès d'Alberta Environment, relativement à la mise en valeur de Borealis. Cette demande vise la construction d'une usine axée sur la technique DGMV dotée d'une capacité de production de bitume de 35 000 b/j. Cenovus détient une participation de 50 % dans le bien Narrows Lake, par le truchement de sa participation dans FCCL Partnership, qui est située dans la grande région de Christina Lake. Au premier trimestre de 2010, la Société a déclenché le processus d'approbation réglementaire en déposant un projet de protocole d'évaluation des incidences environnementales et a entrepris une consultation publique sur le projet de Narrows Lake. Ce projet devrait comprendre jusqu'à trois phases, la première devant accroître la capacité de production de bitume d'environ 40 000 b/j.

Cenovus dispose de plusieurs possibilités de rehausser la valeur actionnariale, essentiellement au moyen de la croissance de la production issue de ses importantes ressources de bitume. En effet, la majeure partie des ressources de bitume sont sous-exploitées. À l'heure actuelle, on croit que cette ressource permettra de satisfaire à la demande des consommateurs pour les prochaines décennies. La Société a publié récemment un communiqué qui fournit des renseignements plus détaillés sur ses ressources éventuelles afin que les investisseurs puissent mieux comprendre en quoi consistent ses vastes gisements de bitume. La croissance de ces activités pétrolières assistées devrait être financée à l'interne à l'aide des flux de trésorerie que produisent les activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel de la Société. De plus, la production de gaz naturel de Cenovus lui procure une couverture économique naturelle à l'égard du gaz utilisé comme combustible dans ses activités en amont et en aval. Qui plus est, Cenovus est en mesure d'intégrer sa production de bitume à la vente de produits raffinés grâce à ses raffineries, dont l'exploitation est assurée par ConocoPhillips, société ouverte américaine non liée.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Les activités de la Société sont réparties en deux divisions d'exploitation :

- La division **Activités pétrolières intégrées**, qui regroupe la totalité des actifs liés aux activités pétrolières intégrées en amont et en aval avec notre coentrepreneur, ainsi que d'autres participations liées au bitume et les actifs de gaz naturel d'Athabasca. La division Activités pétrolières intégrées possède des actifs aussi bien au Canada qu'aux États-Unis, notamment deux importants biens exploités par RAH : i) Foster Creek et ii) Christina Lake; et deux raffineries : i) Wood River et ii) Borger.
- La division **Plaines canadiennes**, qui réunit les actifs établis de mise en valeur liés au pétrole brut et au gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan, notamment deux importants biens exploités par RAH : i) Weyburn et ii) Pelican Lake; ainsi que les biens pétroliers et gaziers du sud de l'Alberta. De plus, cette division commercialise le pétrole brut et le gaz naturel de Cenovus, ainsi que l'achat et la vente de produits de tiers qui accordent une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.

Aux fins de la présentation des états financiers, les secteurs d'exploitation isolables de Cenovus s'établissent comme suit :

- Le secteur **Canada en amont**, qui englobe les activités de mise en valeur et de production de bitume, de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides du gaz naturel (« LGN ») ainsi que les activités connexes au Canada, notamment les activités de Foster Creek et Christina Lake détenues en parts égales avec ConocoPhillips et exploitées par Cenovus.
- Le secteur **Raffinage en aval**, qui se concentre sur le raffinage du pétrole brut en produits pétroliers et chimiques dans deux raffineries situées aux États-Unis et détenues à parts égales avec ConocoPhillips, qui les exploite.
- Le secteur **Activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement des gains ou des pertes latents inscrits relativement aux instruments financiers dérivés, ainsi que les frais généraux et les frais d'administration et les coûts liés aux activités de financement, lesquels sont engagés à l'échelle de la Société. À mesure que sont réglés les instruments financiers, les gains et les pertes réalisés sont inscrits dans le secteur d'exploitation auquel se rattachent les instruments dérivés. Les éliminations ont trait aux ventes, aux produits d'exploitation et aux achats de produits dans le cadre d'opérations intersectorielles, lesquels sont inscrits au prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, outre les résultats intersectoriels non réalisés imputés aux stocks.

APERÇU DU PREMIER TRIMESTRE DE 2010

Le premier trimestre de 2010 fut pour Cenovus le premier trimestre complet en tant que société indépendante. Au cours de ce trimestre, la Société a affiché une solide performance financière et opérationnelle. Les principaux faits saillants sur les plans financier et opérationnel du premier trimestre de 2010 par rapport au premier trimestre de 2009 sont présentés ci-dessous :

- la production des biens exploités par récupération assistée des hydrocarbures de Foster Creek et de Christina Lake a augmenté de 66 %;
- les produits nets ont crû de 30 %, à la suite essentiellement de la montée des prix du pétrole brut et de l'accroissement de la production de pétrole brut;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités en amont ont diminué de 11 M\$ par suite de la baisse des prix du gaz naturel et des volumes de production connexes, contrebalancée par une hausse des prix du pétrole brut et des volumes connexes;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités de raffinage en aval ont régressé de 79 M\$ à la suite d'une contraction des marges de raffinage;
- des gains de couverture de 17 M\$ après impôts ont été réalisés en comparaison de gains de 198 M\$ après impôts, en 2009;
- le bénéfice d'exploitation a reculé de 61 M\$ par suite de la baisse des flux de trésorerie liés à l'exploitation;

- la réalisation du projet CORE à la raffinerie Wood River s'est poursuivie et l'état d'avancement était de 77 % au 31 mars 2010;
- la Société a déclaré et versé des dividendes de 150 M\$ (0,20 \$ par action).

Au cours du trimestre également, le coût du projet qui visait le bien Foster Creek a été récupéré. Le coût d'un projet est récupéré lorsque les produits cumulatifs qui en sont tirés dépassent les coûts admissibles cumulatifs du projet. De ce fait, le taux de redevance effectif de Foster Creek, qui était de 1,4 % au premier trimestre de 2009, est passé à 9,7 % pour la période correspondante de 2010. La redevance, après récupération du coût du projet, est fondée sur un pourcentage des produits bruts annuels du projet allant de 1 % à 9 % ou sur un pourcentage des produits nets annuels allant de 25 % à 40 %, selon le plus élevé des deux. Dans le calcul des redevances, les produits bruts d'un projet correspondent au total des produits du projet déduction faite des frais de transport et de condensats, tandis que les produits nets d'un projet correspondent aux produits bruts déduction faite des charges d'exploitation et des coûts en capital. À l'intérieur de ces fourchettes de taux, le taux de redevance qui s'applique aux produits bruts ou nets est déterminé à partir du prix du baril de pétrole brut WTI en dollars américains, converti en dollars canadiens.

En février, l'accélération de la réalisation de la phase D à Christina Lake a été approuvée. Selon ce plan, l'achèvement de la phase D a été devancé de six mois environ, la production devant démarrer en 2013. Cenovus prévoit que sa part des dépenses en immobilisations pour 2010 relativement à l'expansion de la phase D s'établira à environ 100 M\$, ce qui comprend environ 25 M\$ du fait de l'accélération de la construction.

La Société a annoncé son intention d'aller de l'avant avec la mise en valeur de Narrows Lake, qui fait appel à la technique DGMV associée à l'injection de solvant. L'injection de solvant est une amélioration technique visant notre exploitation DGMV, qui contribuera à maximiser la quantité de pétrole récupérée. La technique consiste à associer l'injection de vapeur au cours du procédé DGMV à celle d'un solvant comme le butane, pour faciliter la remontée du pétrole à la surface. Une petite partie des dépenses de 2010 visera à faire avancer le dossier des exigences réglementaires.

CONTEXTE COMMERCIAL

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 taux de change destinés à faciliter la lecture des résultats financiers de la Société :

(moyenne pour la période)	2010		2009				2008			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	
Prix du pétrole brut (\$ US/b)										
West Texas Intermediate (WTI)	78,88	76,13	68,24	59,79	43,31	59,08	118,22	123,80	97,82	
Western Canadian Select (WCS)	69,84	64,01	58,06	52,37	34,38	39,95	100,22	102,18	76,37	
Écart WTI/WCS	9,04	12,12	10,18	7,42	8,93	19,13	18,00	21,62	21,45	
WCS exprimé en % du WTI	89 %	84 %	85 %	88 %	79 %	68 %	85 %	83 %	78 %	
Marge de craquage 3-2-1 des raffineries¹⁾ (\$ US/b)										
Chicago	6,11	5,00	8,48	10,95	9,75	6,31	17,29	13,60	7,69	
Midwest Combined (« groupe 3 »)	6,82	5,52	8,06	9,16	9,62	6,00	14,38	13,47	10,26	
Prix du gaz naturel										
Prix AECO (\$ CA/GJ)	5,08	4,01	2,87	3,47	5,34	6,43	8,76	8,86	6,76	
Prix NYMEX (\$ US/Mbtu)	5,30	4,17	3,39	3,50	4,89	6,94	10,24	10,93	8,03	
Écart de base AECO/NYMEX (\$ US/Mbtu)	0,19	0,19	0,67	0,39	0,35	1,10	1,28	1,71	0,84	
Taux de change moyen										
Moyenne du taux de change du dollar US par rapport au dollar CA	0,961	0,947	0,911	0,857	0,803	0,825	0,961	0,990	0,996	

1) 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 et un baril de diesel à très faible teneur en soufre.

Le premier trimestre de 2010 a été marqué par une croissance économique qui s'est poursuivie en Asie et dans d'autres régions en développement, ce qui a accru la demande de pétrole brut et en a poussé les cours à la hausse. Le baril de WTI est passé d'un prix de clôture de 79,36 \$ US le 31 décembre 2009 à un prix de clôture de 83,45 \$ US le 31 mars 2010, son plus haut niveau en près de 18 mois. Le prix du baril de WCS a augmenté aussi, l'écart entre le WTI et le WCS s'étant maintenu au taux de 10 \$ US le baril pour les premiers trimestres de 2010 et de 2009. En pourcentage du WTI, les prix du WCS se négocient à un niveau très élevé par rapport à la moyenne historique, par suite de l'augmentation continue dans le monde de la capacité de cokéfaction, au moment où l'approvisionnement en pétrole lourd diminue. La contraction de l'offre s'explique par les baisses de production décrétées par l'OPEP, qui visent de façon disproportionnée les bruts lourds et la production fléchissante de pétrole lourd du Mexique.

Par rapport au quatrième trimestre de 2009, les marges de craquage des raffineries américaines se sont élargies au premier trimestre de 2010, la demande de produits raffinés ayant commencé à se redresser avec l'économie. Les marges de craquage du premier trimestre de 2010 ont été inférieures à celles de la période correspondante de 2009, le coût des charges d'alimentation pour traiter le pétrole brut ayant augmenté sensiblement d'un trimestre à l'autre. Cette hausse ne s'est pas répercutée entièrement sur les prix des produits raffinés vu le fléchissement continu de la demande aux États-Unis alors que la nouvelle capacité de raffinage continuait de croître.

Au premier trimestre de 2010, les cours du gaz naturel sur le NYMEX ont augmenté par rapport au premier et au quatrième trimestres de 2009, par suite d'une augmentation de la demande et d'une diminution de l'offre. Malgré ces améliorations, les stocks au sortir de l'hiver demeuraient supérieurs de 175 Gpi³ à la moyenne quinquennale, mais inférieurs d'à peu près 125 Gpi³ à l'année précédente et à la fin du quatrième trimestre.

La stratégie d'atténuation du risque adoptée par la Société a aidé à réduire le risque lié à la volatilité des prix des marchandises. Pour de plus amples renseignements sur ce programme, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

INFORMATION FINANCIÈRE

En ce qui concerne l'information fournie aux actionnaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, Cenovus utilisait le dollar américain comme monnaie de présentation et déclarait sa production après redevances, suivant le protocole en vigueur aux États-Unis. Le 1^{er} janvier 2010, Cenovus a remplacé sa monnaie de présentation par le dollar canadien et, depuis cette date, elle présente sa production avant redevances. Ce changement de monnaie de présentation et de protocole vise à mieux rendre compte des activités de la Société et facilite la comparabilité de cette dernière avec ses homologues. À la suite du changement de monnaie de présentation et de protocole, toutes les données correspondantes ont été converties en dollars canadiens et les données sur la production sont présentées avant redevances.

En complément d'information, Cenovus a publié les documents suivants en dollars canadiens sur son site Web : (i) les états financiers consolidés de 2009, (ii) certaines informations financières annuelles et intermédiaires consolidées sur une base détachée pour les périodes intermédiaires et les exercices de 2009 et de 2008, (iii) des informations supplémentaires sur 2009 et (iv) le rapport de gestion de 2009.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

	2010	2009				2008			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)									
Produits nets	3 491	3 005	3 001	2 818	2 693	3 946	5 753	4 424	3 447
Flux de trésorerie liés à l'exploitation ¹⁾	838	954	1 134	1 173	928	121	1 176	1 535	1 101
Flux de trésorerie ¹⁾	721	235	924	945	741	(209)	1 161	1 244	919
- par action – résultat dilué ²⁾	0,96	0,31	1,23	1,26	0,99	(0,28)	1,54	1,66	1,22
Bénéfice d'exploitation ¹⁾	353	169	427	512	414	(159)	623	722	434
- par action – résultat dilué ²⁾	0,47	0,23	0,57	0,68	0,55	(0,21)	0,82	0,96	0,58
Bénéfice net	525	42	101	160	515	490	1 341	528	167
- par action – résultat de base ²⁾	0,70	0,06	0,13	0,21	0,69	0,65	1,79	0,71	0,22
- par action – résultat dilué ²⁾	0,70	0,06	0,13	0,21	0,69	0,65	1,78	0,71	0,22
Dépenses en immobilisations	493	507	515	488	652	760	487	438	519
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	228	(272)	409	457	89	(969)	674	806	400
Dividendes en espèces ³⁾	150	159	-	-	-	-	-	-	-

1) Mesures hors PCGR définies dans le présent rapport.

2) Tout montant par action antérieur au 1^{er} décembre 2009 a été calculé en fonction des soldes d'actions ordinaires d'Encana selon les modalités de l'arrangement, aux termes duquel les actionnaires d'Encana ont reçu une action ordinaire de Cenovus et une action ordinaire de la nouvelle société Encana.

3) Cenovus a déclaré et versé un dividende de 0,20 \$ par action en mars 2010 et 0,20 \$ US par action en décembre 2009. Le dividende de décembre 2009 tient compte d'un montant établi dans le cadre de l'arrangement en fonction des résultats détachés et des flux de trésorerie détachés.

VARIATION DES PRODUITS

(en millions de dollars canadiens)

Produits nets du trimestre terminé le 31 mars 2009		2 693 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux activités suivantes :		
Activités en amont	Prix	339
	Opérations de couverture réalisées	(275)
	Volume	15
	Redevances	(68)
	Autres ¹⁾	295
Raffinage en aval		364
Activités non sectorielles	Opérations de couverture latentes	136
	Autres	(8)
Produits		3 491 \$

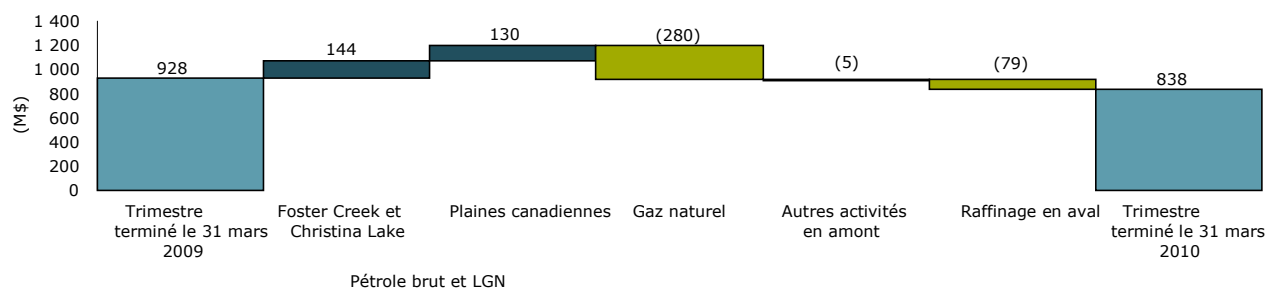
1) Les produits en dollars ci-dessus comprennent la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts liés aux condensats sont imputés aux frais de transport et de vente.

Au premier trimestre de 2010, les produits nets ont augmenté de 798 M\$ par rapport au premier trimestre de 2009, par suite essentiellement de la hausse des prix moyens du pétrole brut, ce qui concorde avec la hausse des prix de référence au premier trimestre de 2010, la montée des prix de vente des produits raffinés dans le secteur en aval et l'accroissement de la production de Foster Creek et de Christina Lake. Ces augmentations ont été contrebalancées par un recul du prix du gaz naturel et de la production connexe.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS À L'EXPLOITATION

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Pétrole brut et LGN		
Foster Creek et Christina Lake	215 \$	71 \$
Plaines canadiennes	309	179
Gaz naturel	314	594
Autres activités en amont	6	11
	844	855
Raffinage en aval	(6)	73
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	838 \$	928 \$

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation constituent une mesure hors PCGR qui correspond aux produits nets, déduction faite de la taxe à la production et des impôts miniers, des frais de transport et de vente, ainsi que des charges d'exploitation et des coûts des produits achetés. Cette mesure permet d'évaluer de façon homogène le rendement de production de trésorerie des actifs de la Société, en plus d'améliorer la comparabilité de sa performance financière sous-jacente d'une période à l'autre.



Au total, les flux de trésorerie liés à l'exploitation des secteurs Canada en amont et Raffinage en aval ont fléchi de 90 M\$. Pour obtenir des renseignements détaillés sur les facteurs expliquant la variation des flux de trésorerie liés à l'exploitation au premier trimestre de 2010 par rapport au premier trimestre de 2009, se reporter à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport.

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie sont une mesure hors PCGR qui correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, à l'exclusion de la variation nette des autres actifs et des autres passifs et de la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement. Il s'agit d'une mesure d'un usage courant dans le secteur du pétrole et du gaz naturel qui permet d'évaluer la capacité de la Société de financer ses programmes de dépenses en immobilisations et de s'acquitter de ses obligations financières.

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	820 \$	682 \$
(Ajouter) Déduire :		
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(15)	(3)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	114	(56)
Flux de trésorerie	721 \$	741 \$

Au premier trimestre de 2010, les flux de trésorerie de Cenovus se sont établis à 721 M\$ contre 741 M\$ pour la période correspondante de 2009, la baisse étant attribuable aux facteurs suivants :

- le prix moyen obtenu pour le gaz naturel au premier trimestre de 2010 s'est élevé à 5,80 \$ le kpi³, en baisse de 35 % environ par rapport au premier trimestre de 2009;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation dans le secteur en aval ont baissé de 79 M\$;

- les redevances ont augmenté de 68 M\$ à la suite essentiellement de la récupération du coût de Foster Creek et de la hausse du prix du pétrole brut;
- la production de gaz naturel a fléchi de 11 %;
- les frais généraux et frais d'administration, et le montant net des intérêts débiteurs ont augmenté de 31 M\$.

La baisse des flux de trésorerie du premier trimestre de 2010 a été atténuée par les facteurs suivants :

- le prix de vente moyen des liquides s'est établi à 68,07 \$ le baril, en hausse de 59 % par rapport au premier trimestre de 2009;
- les impôts à payer ont diminué de 83 M\$, à la suite essentiellement d'une baisse des gains de couverture réalisés et d'une diminution du bénéfice du secteur en aval;
- les volumes de production de pétrole brut et de LGN ont progressé de 14 % par rapport à la période correspondante de 2009.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Bénéfice net, montant déjà établi	525 \$	515 \$
Rajouter (les pertes) et déduire les gains :		
Gain (perte) comptable latent, évalué à la valeur de marché (après impôts) ¹⁾	170	64
Gain (perte) de change hors exploitation (après impôts) ²⁾	2	37
Bénéfice d'exploitation	353 \$	414 \$

- 1) Les gains (pertes) comptables latents évalués à la valeur de marché, après impôts, tiennent compte de la reprise de gains (pertes) constatés au cours de périodes antérieures.
- 2) Gains (pertes) de change latents, après impôts, à la conversion de la dette libellée en dollars américains émise au Canada et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, gains (pertes) de change réalisés, après impôts, au règlement d'opérations intersociétés et charge d'impôts futurs au titre du change lié à la dette intersociétés en dollars américains constatée à des fins fiscales uniquement

Le bénéfice d'exploitation est une mesure hors PCGR qui correspond au bénéfice net, compte non tenu des gains ou des pertes après impôts sur les activités abandonnées, de l'incidence après impôts des gains (pertes) comptables latents, évalués à la valeur de marché, sur des instruments dérivés, les gains (pertes) de change, après impôts, à la conversion des effets libellés en dollars américains émis au Canada et de l'effet à recevoir lié à l'apport à la coentreprise, les gains (pertes) de change après impôts liés au règlement d'opérations intersociétés, la charge d'impôts futurs au titre de la conversion de la dette intersociétés libellée en dollars américains constatée à des fins fiscales uniquement et l'incidence des modifications des taux d'imposition des bénéficiaires prévus par la loi.

La Société estime que ces éléments hors exploitation réduisent la comparabilité des résultats financiers sous-jacents de Cenovus d'une période à l'autre. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation ci-dessus vise à fournir aux investisseurs des informations davantage comparables d'une période à l'autre. Les éléments indiqués ci-dessus, qui influent sur ses flux de trésorerie, et les éléments ci-après, qui touchent le bénéfice net, ont également eu une incidence sur le bénéfice d'exploitation.

VARIATION DU BÉNÉFICE NET

(en millions de dollars canadiens)

Bénéfice net pour le trimestre terminé le 31 mars 2009	515 \$
Augmentation (diminution) relative aux éléments suivants :	
Produits nets	798
Charges :	
Transport et vente	(125)
Produits achetés	(629)
Autres charges ¹⁾	(49)
Amortissement et épuisement	56
Impôts sur les bénéfices	(41)
Bénéfice net pour le trimestre terminé le 31 mars 2010	525 \$

1) Comprend les charges nettes au titre de la taxe à la production et des impôts miniers, de l'exploitation, des frais généraux et frais d'administration, des intérêts, montant net, de la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, de la perte (gain) de change et des autres (revenus) pertes, montant net.

Le bénéfice net du premier trimestre de 2010 s'est établi à 525 M\$, en hausse de 10 M\$ par rapport au premier trimestre de 2009. Les éléments répertoriés ci-dessus, qui ont influé sur les flux de trésorerie de la Société au premier trimestre, ont aussi eu une incidence sur le bénéfice net. Au nombre des autres facteurs importants qui ont fait monter le bénéfice net du premier trimestre 2010 figurent un gain latent évalué à la valeur du marché de 170 M\$, après impôts, en regard d'un gain de 64 M\$, après impôts, au premier trimestre de 2009, et une diminution de 56 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement au premier trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009. Ces ajouts au bénéfice net ont été contrebalancés par une charge d'impôts futurs, compte non tenu de l'incidence des gains de couverture latents de 33 M\$ au premier trimestre de 2010 en regard d'une économie d'impôts futurs de 46 M\$ pour la période correspondante de 2009, et un gain de change non réalisé de 32 M\$ au premier trimestre de 2010, en regard d'un gain de 53 M\$ au premier trimestre de 2009.

Afin de gérer la volatilité des prix des marchandises, la Société conclut divers contrats d'instruments financiers. Les variations des gains ou pertes établis à la valeur de marché aux termes de ces contrats ont une incidence sur le bénéfice net et sont issues de la volatilité des prix à terme des marchandises et des fluctuations du solde des contrats non réglés. Le programme de couverture de la Société a eu, dans l'ensemble, un effet favorable sur les premiers trimestres de 2010 et de 2009. Les renseignements qui suivent sont fournis afin de présenter des données davantage comparables d'une période à l'autre :

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts ¹⁾	170 \$	64 \$
Gains de couverture réalisés (pertes), après impôts ²⁾	17	198
Effets des opérations de couverture sur le bénéfice net	187 \$	262 \$

- Inclus dans les résultats financiers du secteur Activités non sectorielles et éliminations. Se reporter à la rubrique « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport pour de plus amples renseignements sur les gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché.
- Inclus dans les résultats des divisions.

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS, MONTANT NET

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Activités pétrolières intégrées en amont	151 \$	144 \$
Plaines canadiennes	139	235
Raffinage en aval	202	252
Autres	1	10
Dépenses en immobilisations	493	652
Désinvestissements	(72)	-
Dépenses en immobilisations, montant net	421 \$	652 \$

Au premier trimestre de 2010, les dépenses en immobilisations dans le secteur en amont ont porté principalement sur la poursuite de la mise en valeur des biens exploités par RAH (Foster Creek, Christina Lake, Pelican Lake et Weyburn), ce qui a donné lieu au forage de puits stratigraphiques en vue des prochaines phases des activités d'expansion de la Société. Les dépenses en immobilisations dans le secteur en aval ont visé essentiellement l'accroissement de la capacité de raffinage de pétrole lourd. Les dépenses en immobilisations des premiers trimestres de 2010 et 2009 ont été financées par les flux de trésorerie. Pour de plus amples renseignements sur les dépenses en immobilisations, se reporter à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport.

Acquisitions et désinvestissements

Au premier trimestre de 2010, Cenovus a vendu certains terrains en propriété exclusive du bien de Narrows Lake à FCCL Partnership, le produit net de la vente s'étant établi à 72 M\$. La participation de la Société dans Narrows Lake a ainsi été ramenée à 50 %.

FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES

Afin de déterminer les fonds pouvant être affectés aux activités de financement et aux activités d'investissement, notamment les versements de dividendes, la Société utilise les flux de trésorerie disponibles, une mesure hors PCGR, qui correspond à l'excédent des flux de trésorerie sur les dépenses en immobilisations, à l'exclusion des acquisitions et des désinvestissements. Les flux de trésorerie constituent une mesure hors PCGR définie sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport.

Au premier trimestre de 2010, les flux de trésorerie disponibles de la Société s'élevaient à 228 M\$ contre 89 M\$ pour la période correspondante de 2009, en hausse de 139 M\$ par suite essentiellement de la diminution des immobilisations, légèrement compensée par une baisse des flux de trésorerie. Des explications supplémentaires sur la diminution du total des flux de trésorerie et des immobilisations sont données sous les rubriques « Flux de trésorerie », « Immobilisations, montant net » et « Résultats des divisions » du présent rapport.

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Flux de trésorerie	721 \$	741 \$
Dépenses en immobilisations	493	652
Flux de trésorerie disponibles	228 \$	89 \$

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Volumes de production de pétrole brut et de LGN

(b/j)	2010	2009				2008			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut									
Foster Creek	51 126	47 017	40 367	34 729	28 554	29 241	27 289	21 244	27 062
Christina Lake	7 420	7 319	6 305	6 530	6 635	6 170	4 620	3 670	2 630
Weyburn	17 722	18 536	18 354	18 368	18 028	17 408	17 634	17 178	17 985
Pelican Lake	23 565	23 804	25 671	23 989	26 029	24 975	27 826	27 306	29 211
Sud de l'Alberta	23 790	23 729	23 895	24 089	25 404	25 509	25 654	27 041	28 348
Plaines canadiennes – autres	5 770	5 506	5 573	5 806	5 862	6 090	6 166	6 470	6 760
Activités pétrolières intégrées – Senlac	-	2 221	5 080	2 574	2 334	2 623	3 135	3 281	3 861
LGN	1 156	1 183	1 242	1 184	1 213	1 158	1 167	1 204	1 283
	130 549	129 315	126 487	117 269	114 059	113 174	113 491	107 394	117 140

Les volumes de production à Foster Creek et à Christina Lake ont augmenté au premier trimestre de 2010 par rapport à 2009, à la suite principalement du démarrage de nouvelles phases d'expansion et de l'optimisation de puits. Au premier trimestre de 2010, la production à Weyburn a légèrement fléchi par rapport au premier trimestre de 2009 à la suite de baisses prévisibles du rendement qui ont été supérieures aux quantités produites par les programmes d'optimisation de puits. Le recul de la production à Pelican Lake pour le premier trimestre de 2010 par rapport à 2009 fait suite à des baisses prévisibles du rendement et à des problèmes de traitement. La production de pétrole brut en provenance du sud de l'Alberta a diminué au premier trimestre de 2010 par rapport à 2009, par suite de baisses prévisibles du rendement et d'une interruption de la production, compensées en partie par une production accrue de nouveaux puits. Au quatrième trimestre de 2009, la Société a vendu les actifs liés au pétrole lourd de Senlac.

Volumes de production de gaz naturel

(Mpi ³ /j)	2010	2009				2008			
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Sud de l'Alberta	699	719	741	761	777	803	815	838	843
Plaines canadiennes – autres	34	34	37	41	39	40	44	48	43
Activités pétrolières intégrées – autres	42	44	52	54	50	62	88	99	90
	775	797	830	856	866	905	947	985	976

La diminution de la production de gaz naturel dans le sud de l'Alberta au premier trimestre de 2010 par rapport au premier trimestre de 2009 fait suite à des baisses prévisibles de la production, à la diminution des dépenses en immobilisations affectées au forage de puits de gaz naturel et au raccordement de puits en 2009, de même qu'au report de forages en raison du mauvais temps au premier trimestre de 2010.

Prix nets liés à l'exploitation

	Trimestres terminés les 31 mars			
	2010		2009	
	Liquides (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)	Liquides (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi ³)
Prix	68,85 \$	5,27 \$	39,45 \$	5,47 \$
Redevances	8,78	0,14	3,00	0,15
Taxe à la production et impôts miniers	0,59	0,07	0,94	0,05
Transport et vente	1,83	0,21	1,69	0,18
Exploitation	11,42	0,94	11,69	0,94
Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées	46,23	3,91	22,13	4,15
Gain (perte) de couverture réalisé	(0,78)	0,53	3,29	3,43
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées	45,45 \$	4,44 \$	25,42 \$	7,58 \$

Par rapport au premier trimestre de 2009, le prix net moyen obtenu au premier trimestre de 2010 pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a augmenté de 24,10 \$ le baril, tandis que le prix net obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a fléchi de 0,24 \$ le kpi³. Ces fluctuations de prix concordent avec les variations des prix de référence d'un trimestre à l'autre.

Dans le cadre de ses efforts constants pour maintenir sa solidité et sa flexibilité financières, Cenovus a réduit le risque de prix au moyen d'un programme de couverture du prix des marchandises. Au premier trimestre de 2010, ce programme a réduit le prix net des liquides de 0,78 \$ le baril, tandis que les opérations de couverture du gaz naturel ont augmenté le prix du gaz de 0,53 \$ le kpi³. Pour de plus amples renseignements sur ce programme, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

RÉSULTATS DES DIVISIONS

Le secteur Canada en amont comprend les activités en amont de la division Activités pétrolières intégrées et de la division Plaines canadiennes. Le secteur Raffinage en aval comprend les activités de raffinage en aval de la division Activités pétrolières intégrées.

DIVISION ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES

Cenovus est associée à 50 % avec ConocoPhillips dans une coentreprise d'activités pétrolières intégrées en Amérique du Nord, qui est composée d'une entité en amont et d'une entité en aval. L'entité en amont est composée des biens pétroliers de Foster Creek et de Christina Lake, dans le nord-est de l'Alberta, tandis que l'entité en aval est composée des raffineries Wood River (Illinois) et Borger (Texas).

FOSTER CREEK ET CHRISTINA LAKE

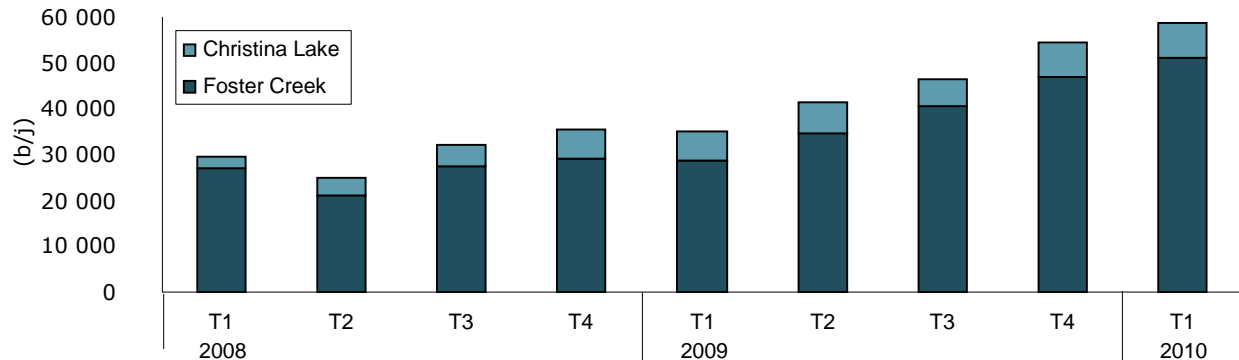
Résultats financiers

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Produits	520 \$	176 \$
Ajouter (déduire)		
Gain (perte) de couverture réalisé	5	(29)
Redevances	27	1
Produits nets	488	204
Charges		
Transport et vente	213	83
Exploitation	60	50
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	215 \$	71 \$

Volumes de production

Pétrole brut lourd (b/j)	Trimestres terminés les 31 mars		
	2010	Variation entre 2010 et 2009	2009
Foster Creek	51 126	79 %	28 554
Christina Lake	7 420	12 %	6 635
	58 546	66 %	35 189

Volumes de production par trimestre



Variation des produits nets

(en millions de dollars canadiens)	Trimestre terminé le 31 mars 2009 Produits, déduction faite des redevances	Variation des produits relative aux éléments suivants				Trimestre terminé le 31 mars 2010 Produits, déduction faite des redevances
		Prix ¹⁾	Volume	Redevances	Autre ²⁾	
Foster Creek et Christina Lake	204 \$	117	68	(26)	125	488 \$

- 1) Tient compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.
- 2) Les produits en dollars comprennent la valeur des condensats vendus pour la fluidification du bitume. Les coûts liés aux condensats sont imputés aux frais de transport et de vente.

Le prix de vente moyen du pétrole brut de la Société, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a bondi de 90 % pour atteindre 63,19 \$ le baril au premier trimestre de 2010, alors qu'il était de 33,26 \$ le baril au premier trimestre de 2009, la hausse étant avant tout attribuable au prix du WCS, qui a plus que doublé en glissement annuel. Au cours du premier trimestre de 2010, les opérations de couverture se sont soldées par une perte réalisée de 5 M\$ (0,99 \$ le baril) contre un gain de 29 M\$ (9,65 \$ le baril) au premier trimestre de 2009.

À Foster Creek, la production a augmenté de 79 % au premier trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, les résultats du premier trimestre de 2010 comprenant la production attribuable à l'expansion de la phase D/E, production qui a débuté vers la fin du premier trimestre de 2009, à laquelle il faut ajouter l'optimisation de puits et la production tirée des puits horizontaux de raccordement.

À Christina Lake, la production a augmenté de 12 % au premier trimestre de 2010 par rapport au premier trimestre de 2009, à la suite du démarrage de la production issue de l'expansion de la phase B et de l'optimisation de puits.

Au premier trimestre de 2010, les redevances ont augmenté de 26 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009, Foster Creek ayant dû verser au premier trimestre de 2010 des redevances au taux prévu après la récupération du coût de projet. De plus, les taux de redevance ont crû du fait de la hausse du WTI. Pour le premier trimestre de 2010, le taux moyen des redevances de Foster Creek s'est établi à 9,7 % contre 1,4 % au premier trimestre de 2009. Pour Christina Lake, le taux de redevance s'est élevé à 4,0 % au premier trimestre de 2010 contre 1,0 % pour la période correspondante de 2009.

Les frais de transport et de vente se composent principalement du coût des condensats, leur ajout au bitume permettant d'acheminer le produit. Au premier trimestre de 2010, les volumes de condensats ont augmenté du fait de l'augmentation de la production. Le coût des condensats utilisés par la Société a en outre augmenté par suite d'une hausse de 55 % de leur prix moyen. C'est ainsi que les frais de transport

et de vente ont atteint 213 M\$ au premier trimestre de 2010, en regard de 83 M\$ au premier trimestre de 2009.

Au premier trimestre de 2010, les charges d'exploitation ont atteint 60 M\$ contre 50 M\$ au premier trimestre de 2009, la hausse s'expliquant par l'augmentation des quantités de combustible achetées et celle du coût des produits chimiques avec l'accroissement de la production.

RAFFINAGE EN AVAL

Résultats financiers

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Produits	1 518 \$	1 154 \$
Charges		
Exploitation	139	147
Produits achetés	1 385	934
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	(6) \$	73 \$

Exploitation des raffineries¹⁾

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Capacité liée au pétrole brut (<i>milliers de barils par jour ou « kb/j »</i>)	452	452
Production de pétrole brut (<i>kb/j</i>)	355	398
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	79	88
Produits raffinés (<i>kb/j</i>)	377	421

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

À plein régime, les raffineries de la Société disposent actuellement d'une capacité de raffinage d'environ 452 000 b/j de pétrole brut et de 45 000 b/j de LGN, ce qui tient compte de la capacité de raffiner environ 145 000 b/j de pétrole brut lourd. À l'achèvement du projet d'agrandissement de l'unité de cokéfaction et de la raffinerie de Wood River (projet « CORE ») en 2011, Cenovus compte pouvoir raffiner environ 275 000 b/j (à plein régime) de pétrole brut lourd (environ 150 000 b/j d'équivalent bitume) principalement en carburants.

Au premier trimestre de 2010, les raffineries de la Société ont utilisé en moyenne 79 % de leur capacité de raffinage, contre 88 % pour la période correspondante de 2009. Ce taux d'utilisation a été inférieur au premier trimestre de 2010 en raison d'une révision complète effectuée à la raffinerie de Wood River et d'une optimisation du raffinage à la suite d'une contraction des marges de craquage dans l'ensemble du secteur.

Au premier trimestre de 2010, les produits ont augmenté de 32 % et le coût des produits achetés, de 48 % par rapport à la période correspondante de 2009, ces hausses concordant avec l'augmentation des cours du pétrole brut. Le coût des produits achetés, principalement du pétrole brut, a représenté 91 % des charges totales du premier trimestre de 2010, contre 86 % au premier trimestre de 2009.

Les charges d'exploitation, constituées principalement de la main-d'œuvre, des services d'utilité publique et des fournitures, ont diminué de 5 % en 2010, à la suite d'un renforcement du dollar canadien qui a été contrebalancé par une hausse des prix de l'électricité et du gaz combustible consommés par les raffineries.

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation pour le premier trimestre de 2010 ont reculé de 79 M\$ par rapport au premier trimestre de 2009, en raison essentiellement de la hausse du coût des produits achetés pour le pétrole brut, que l'augmentation des prix de vente des produits raffinés n'a pas suffi à absorber. La diminution des flux de trésorerie liés à l'exploitation témoigne également de l'incidence qu'a eue la baisse de l'utilisation de la capacité de raffinage.

DIVISION ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES – AUTRES BIENS

La division Activités pétrolières intégrées gère également les activités liées au gaz naturel en propriété exclusive de la Société à Athabasca. Au premier trimestre de 2010, les volumes de production de gaz naturel issus d'Athabasca ont baissé pour s'établir à 42 Mpi³/j (50 Mpi³/j en 2009), par suite essentiellement des baisses normales de rendement des gisements.

Au quatrième trimestre de 2009, la Société a vendu les actifs liés au pétrole lourd de Senlac. Au premier trimestre de 2009, la production de Senlac s'est établie à 2 334 b/j.

DIVISION ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES – DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Activités en amont		
Foster Creek	57 \$	65 \$
Christina Lake	63	56
Autres	31	34
	151	155
Raffinage en aval		
Wood River	180	231
Borger	22	21
	202	252
Division Activités pétrolières intégrées – total	353 \$	407 \$

Les dépenses en immobilisations de la Société dans les activités en amont au premier trimestre de 2010 ont visé essentiellement la poursuite de la mise en valeur des prochaines phases des biens Foster Creek et Christina Lake. Le projet actuel vise à porter la capacité de production de Foster Creek et de Christina Lake à environ 218 000 b/j de bitume avec l'achèvement de la phase C en 2011 et de la phase D en 2013 à Christina Lake. Au premier trimestre de 2010, les dépenses en immobilisations à Foster Creek ont légèrement fléchi, car la Société attend les autorisations réglementaires pour les prochaines phases d'expansion. La majeure partie des dépenses à Foster Creek ont trait principalement à du capital d'entretien et au forage de puits DGMV jumelés et de puits stratigraphiques. À Christina Lake, les dépenses en immobilisations ont augmenté au premier trimestre de 2010 par suite de la hausse des dépenses affectées à l'expansion de la phase C et au forage d'un nombre accru de puits DGMV jumelés et de puits stratigraphiques. Cenovus a décidé d'accélérer l'achèvement de la phase D de Christina Lake, ce qui devrait en devancer le démarrage de six mois environ.

Au cours du premier trimestre de 2010, 97 puits stratigraphiques nets ont été forés contre 47 pour la période correspondante de 2009. Les puits stratigraphiques forés à Foster Creek et à Christina Lake (53 puits nets en 2010; 47 puits nets en 2009) sont en vue des prochaines phases d'expansion, tandis que les puits forés à Narrows Lake, à Borealis et dans les nouveaux gisements (44 puits nets en 2010; néant en 2009) visaient à évaluer la qualité des actifs bitumeux et à appuyer les demandes réglementaires d'approbation de projets.

Les dépenses en immobilisations que la Société a affectées aux activités de raffinage en aval au premier trimestre de 2010 visaient toujours le projet CORE de la raffinerie Wood River. Des dépenses en immobilisations de 180 \$M affectées à Wood River, une tranche de 155 M\$ concernait le projet CORE. Son état d'avancement étant de 77 % environ, le projet CORE devrait être parachévé et en service vers le milieu de 2011. Cet agrandissement devrait accroître la capacité de raffinage d'environ 50 000 b/j pour la porter à 356 000 b/j et plus que doubler la capacité de raffinage de brut lourd à Wood River pour la porter à 240 000 b/j. Le reste des dépenses en immobilisations engagées à Wood River et à Borger au premier trimestre de 2010 avaient trait au capital d'entretien et aux projets environnementaux.

DIVISION PLAINES CANADIENNES

Pétrole brut et LGN

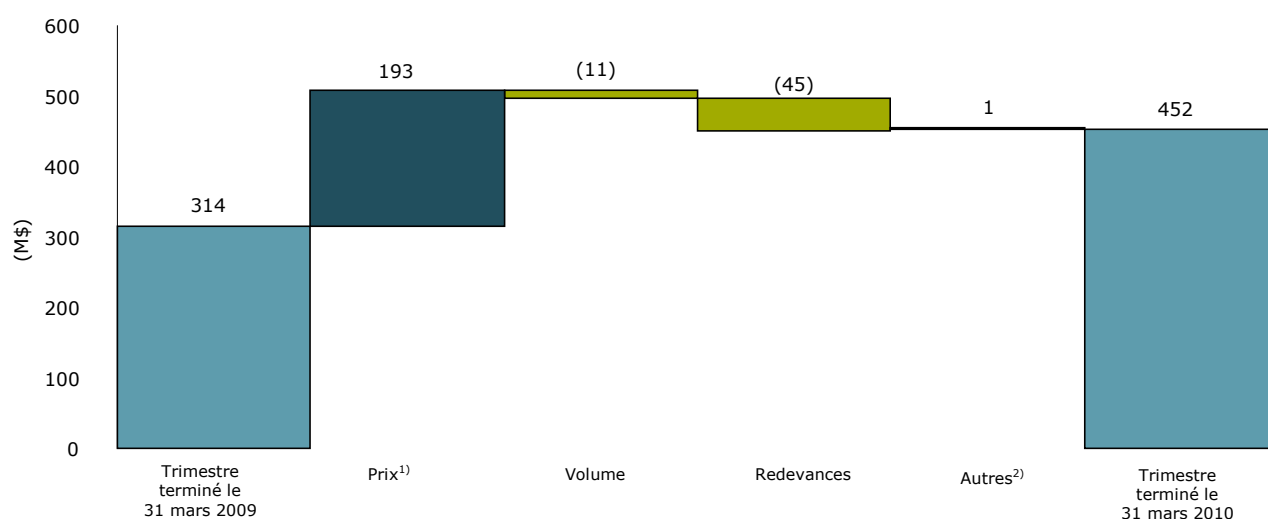
Résultats financiers

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Produits	530 \$	340 \$
Déduire (ajouter)		
Gain (perte) de couverture réalisé	4	(3)
Redevances	74	29
Produits nets	452	314
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	7	9
Transport et vente	64	63
Exploitation	72	63
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	309 \$	179 \$

Volumes de production

(b/j)	Trimestres terminés les 31 mars		
	2010	Variation entre 2010 et 2009	2009
Pétrole lourd			
Pelican Lake	23 565	-9 %	26 029
Sud de l'Alberta	13 291	-11 %	14 994
Pétrole léger et moyen			
Weyburn	17 722	-2 %	18 028
Sud de l'Alberta	10 499	1 %	10 410
Autres	5 770	-2 %	5 862
LGN	1 156	-5 %	1 213
	72 003	-6 %	76 536

Variation des produits nets



- 1) Tient compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.
- 2) Les produits en dollars ci-dessus comprennent la valeur des condensats vendus pour la fluidification du pétrole lourd. Les coûts liés aux condensats sont imputés aux frais de transport et de vente.

Le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a bondi de 73 % pour s'établir à 73,30 \$ le baril au premier trimestre de 2010, contre 42,41 \$ le baril au premier trimestre de 2009, ayant en cela suivi les variations des cours du pétrole brut de référence. Au cours du premier trimestre de 2010, les pertes de couverture réalisées sur le pétrole brut se sont élevées à 4 M\$ (0,61 \$ le baril) en regard de gains de 3 M\$ (0,45 \$ le baril) au premier trimestre de 2009.

À Weyburn, les volumes de production ont fléchi de 2 % au premier trimestre de 2010 par rapport au premier trimestre de 2009, la diminution prévisible du rendement ayant été supérieure à l'augmentation des volumes de production des programmes d'optimisation de puits. À Pelican Lake, les volumes ont fléchi de 9 % au premier trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, par suite essentiellement de baisses prévisibles du rendement et de problèmes de traitement. Dans le sud de l'Alberta, la production de pétrole a reculé de 6 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, du fait essentiellement de baisses prévisibles du rendement et d'une interruption de la production, atténuées par l'accroissement de la production des nouveaux puits.

Au premier trimestre de 2010, les redevances se sont chiffrées à 74 M\$, en hausse de 45 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009, à la suite de l'augmentation des prix de vente. Le taux de redevance moyen sur le pétrole brut au premier trimestre de 2010 a été de 16,6 % (10,5 % en 2009).

Au premier trimestre de 2010, la taxe à la production et les impôts miniers ont été du même ordre qu'au premier trimestre de 2009.

Au premier trimestre de 2010, les frais de transport et de vente ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2009, la hausse de 27 % du prix moyen des condensats ayant été contrebalancée par une baisse de 20 % des quantités de condensats utilisés pour fluidifier le pétrole lourd.

Au premier trimestre de 2010, les charges d'exploitation se sont élevées à 72 M\$ contre 63 M\$ au premier trimestre de 2009, la hausse s'expliquant par une augmentation de la consommation de produits chimiques, un accroissement des frais de réparation et d'entretien et de reconditionnement, facteurs en partie contrebalancés par une baisse du prix de l'électricité. Les LGN constituant un sous-produit obtenu à partir de la production de gaz naturel, les charges d'exploitation liées à la production de LGN sont incluses avec le gaz naturel.

Gaz naturel

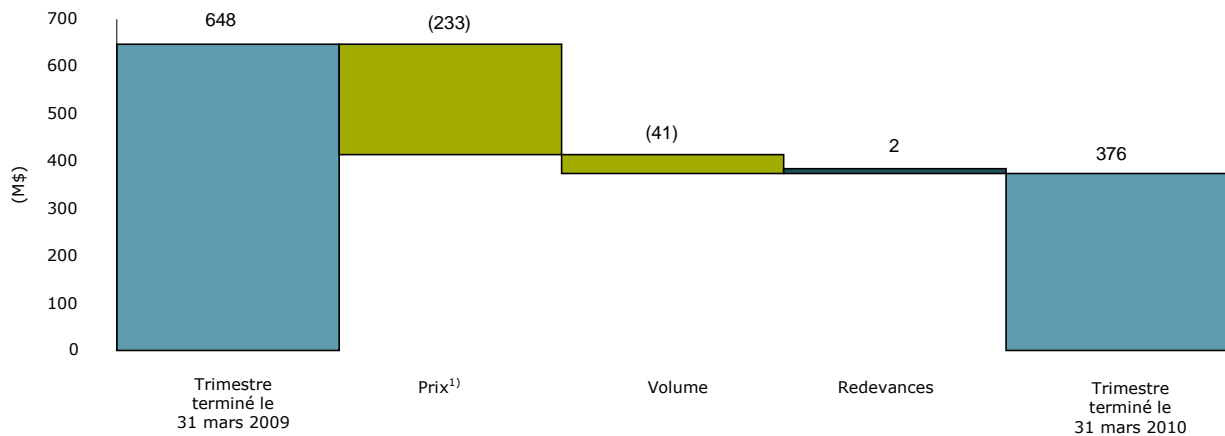
Résultats financiers

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Produits	348 \$	403 \$
Déduire (ajouter)		
Gain (perte) de couverture réalisé	(34)	(253)
Redevances	6	8
Produits nets	376	648
Charges		
Taxe à la production et impôts miniers	5	4
Transport et vente	14	13
Exploitation	59	64
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	298 \$	567 \$

Volumes de production

(Mpi ³ /j)	Trimestres terminés les 31 mars			
	2010	Variation entre 2010 et 2009		2009
Gaz naturel				
Sud de l'Alberta	699	-10	%	777
Autres	34	-13	%	39
	733	-10	%	816

Variation des produits nets



1) Tient compte de l'incidence des opérations de couverture réalisées.

La baisse du prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, qui s'est établi à 5,28 \$ le kpi³ au premier trimestre de 2010 en regard de 5,50 \$ le kpi³ au premier trimestre de 2009, a suivi la diminution du prix de référence AECO. Pour le premier trimestre de 2010, la Société a réalisé un gain de couverture de 34 M\$ (0,52 \$ le kpi³) en regard d'un gain de 253 M\$ (3,44 \$ le kpi³) pour la période correspondante de 2009, soit une baisse de 219 M\$. La diminution des gains de couverture réalisés découle du prix de 6,18 \$ le kpi³ que la Société a réglé pour les contrats à prix fixe au premier trimestre de 2010, prix inférieur d'environ 3,00 \$ le kpi³ à celui de la période correspondante de 2009. Pour de plus amples renseignements sur les prix exacts du programme de couverture, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

Les volumes de production dans le sud de l'Alberta ont régressé de 10 % au premier trimestre de 2010, par rapport à la période correspondante de 2009, à la suite des baisses prévisibles du rendement, de la diminution des activités de forage et de raccordement tout au long de 2009, vu la faiblesse du prix des marchandises ainsi que le report du forage et de la complétion de puits en raison du mauvais temps au premier trimestre de 2010.

Les redevances ont diminué de 2 M\$ au premier trimestre de 2010 par suite de la diminution des volumes. Le taux moyen de redevance au premier trimestre de 2010 s'est établi à 1,8 % (2,0 % en 2009).

Au premier trimestre de 2010, la taxe à la production, les impôts miniers, les frais de transport et de vente ont été du même ordre que pour la période correspondante de 2009.

Les charges d'exploitation du premier trimestre de 2010 se sont élevées à 59 M\$ contre 64 M\$ au premier trimestre de 2009, la baisse étant avant tout attribuable à une diminution des travaux de réparation et d'entretien et des reconditionnements, ainsi qu'à une baisse des salaires et du prix de l'électricité.

Plaines canadiennes – Autres

Résultats financiers

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Produits	415 \$	231 \$
Charges		
Exploitation	5	5
Produits achetés	404	218
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	6 \$	8 \$

La division Plaines canadiennes commercialise la totalité du pétrole brut et du gaz naturel de la Société, tout en achetant et en vendant la production de tiers, pour se doter d'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. L'augmentation sensible des produits et des charges au titre des produits achetés au premier trimestre de 2010 par rapport à 2009 s'explique en grande partie par l'accroissement des volumes et par la hausse du prix du pétrole brut. Les résultats de la division Plaines canadiennes – Autres comprennent également un faible montant au titre des produits provenant des frais de traitement pour le compte de tiers.

Dépenses en immobilisations

Au premier trimestre de 2010, les dépenses en immobilisations de la division Plaines canadiennes se sont élevées à 139 M\$ (235 M\$ en 2009). La baisse de 96 M\$ par rapport au premier trimestre de 2009 fait suite essentiellement à la décision prise par la direction de réduire les dépenses en immobilisations dans les biens gaziers vu la baisse du prix des marchandises. En outre, à la suite des intempéries de l'hiver et au dégel printanier hâtif, il a fallu reporter à la fin de 2010 certains investissements prévus. La division Plaines canadiennes a foré 122 puits de production nets au premier trimestre de 2010, contre 375 pour la période correspondante de 2009. Afin de poursuivre la mise en valeur de la région Pelican Lake Grand Rapids, Cenovus a foré 31 puits stratigraphiques (17 puits stratigraphiques en 2009) au cours du premier trimestre de 2010.

ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

Résultats financiers

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Produits	217 \$	89 \$
Charges		
Exploitation	4	19
Produits achetés	(24)	(16)
Amortissement et épuisement	8	13
Frais généraux et frais d'administration	52	41
Intérêts débiteurs, montant net	65	45
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	22	11
Perte (gain) de change, montant net	(27)	(52)
(Gain) perte au titre de désinvestissements	(1)	-
Bénéfice sectoriel (perte)	118 \$	28 \$

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend les produits qui représentent des gains ou des pertes latents, évalués à la valeur de marché, au titre d'instruments dérivés servant à atténuer le risque de fluctuations des prix des marchandises. Le secteur comprend également les éliminations intersectorielles ayant trait à des opérations inscrites au prix de cession interne en fonction des prix courants du marché, outre les résultats intersectoriels non réalisés imputés aux stocks. Les charges d'exploitation sont liées principalement à des gains et des pertes évalués à la valeur de marché sur des

contrats d'achat d'électricité à long terme et des positions d'offre de pétrole brut dans le secteur en aval. La charge d'amortissement et d'épuisement comprend des dotations au titre d'actifs non sectoriels comme le matériel informatique, le mobilier de bureau et les améliorations locatives.

Les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 11 M\$ au premier trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, par suite essentiellement d'une hausse des salaires et des charges sociales liée au fait d'être une société indépendante.

Au premier trimestre de 2010, les intérêts nets se sont élevés à 65 M\$, soit 20 M\$ de plus qu'au premier trimestre de 2009. Cette hausse est avant tout attribuable à un relèvement du taux d'intérêt moyen et à une hausse de l'encours de la dette moyenne en 2010 par rapport à la quote-part de la dette d'Encana imputée à Cenovus au premier trimestre de 2009, et à l'amortissement de coûts de financement de 4 M\$ au cours du premier trimestre de 2010 liés à la mise en place de programmes de financement par emprunts de la Société. Au 31 mars 2010, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 5,8 % contre 5,2 % au 31 mars 2009.

La Société a inscrit un gain de change de 27 M\$ au premier trimestre de 2010, en regard d'un gain de 52 M\$ au premier trimestre de 2009, dont la majeure partie est latente. L'appréciation du dollar canadien au cours du premier trimestre de 2010 a donné lieu à un gain latent sur la dette de la Société libellée en dollars américains, qui a été en partie annulé par une perte latente sur l'effet à recevoir liée à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains.

Amortissement et épuisement

Au premier trimestre de 2010, la charge d'amortissement et d'épuisement s'est établie à 324 M\$ contre 380 M\$ au premier trimestre de 2009. Cenovus utilise la capitalisation du coût entier à l'égard de ses activités pétrolières et gazières en amont et elle calcule la charge d'amortissement et d'épuisement par pays et par centre de coûts. La charge d'amortissement et d'épuisement des activités en amont s'est chiffrée à 265 M\$ pour le premier trimestre de 2010, comparativement à 304 M\$ pour le premier trimestre de 2009, la baisse de 39 M\$ étant essentiellement attribuable à une diminution du taux d'amortissement et d'épuisement, atténuée par des volumes de production à la hausse. Au premier trimestre de 2010, la charge d'amortissement et d'épuisement des actifs des activités de raffinage en aval s'est élevée à 51 M\$ contre 63 M\$ au premier trimestre de 2009, la diminution de 12 M\$ s'expliquant avant tout par l'augmentation du taux de change moyen du dollar canadien.

Impôt sur les bénéfices

La charge d'impôts sur les bénéfices du premier trimestre de 2010 s'est élevée à 115 M\$, en hausse de 41 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009. La charge d'impôts exigibles au premier trimestre de 2010 s'est établie à 15 M\$ contre 98 M\$ au premier trimestre de 2009, et la charge d'impôts futurs à 100 M\$, contre une économie d'impôts de 24 M\$ en 2009.

De la comparaison des premiers trimestres de 2010 et de 2009, il ressort que la charge d'impôts exigibles a baissé et que la charge d'impôts futurs a augmenté, avant tout parce que la Société a pu devancer certaines déductions fiscales qu'elle avait obtenues à la suite de l'arrangement.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, le taux d'imposition effectif de Cenovus s'est établi à 18,0 % contre 12,6 % pour la période correspondante de 2009. Cette augmentation découle avant tout d'une hausse des gains de change latents et d'une réduction des coûts de financement à l'étranger.

Il convient de remarquer que la charge d'impôts du premier trimestre de 2009 a été calculée comme si Cenovus et ses filiales avaient été des entités juridiques fiscalement distinctes, chacune déposant une déclaration fiscale distincte dans son territoire local, et que le calcul était fondé sur un certain nombre d'hypothèses, d'affectations et d'estimations.

Le taux d'imposition effectif de Cenovus pour une année donnée est fonction de la relation entre le total de la charge d'impôts et les résultats avant impôts de l'exercice. Le taux d'imposition effectif diffère du taux d'imposition prévu par la loi parce qu'il tient compte des écarts permanents, des ajustements au titre des

modifications aux taux d'imposition et autres dispositions des lois fiscales, de la variation des réserves estimatives et des écarts entre la provision pour impôts et les montants réels déclarés ultérieurement aux autorités fiscales. Les éléments composant les écarts permanents comprennent :

- la portion non imposable des gains et des pertes en capital au Canada;
- les conditions de financement à l'étranger;
- les (gains) pertes de change non inclus dans le bénéfice net.

Les interprétations, règlements et lois d'ordre fiscal en vigueur dans les divers territoires dans lesquels la Société et ses filiales exercent leurs activités peuvent changer. En conséquence, certaines questions fiscales sont habituellement à l'étude. La Société estime que la provision pour impôts est suffisante.

Sommaire des gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché

La volatilité des prix des marchandises a une incidence considérable sur le bénéfice net. Afin de gérer cette volatilité, Cenovus conclut divers contrats d'instruments financiers. Ces contrats ont été comptabilisés à la valeur de marché à la date des états financiers. Les variations des gains ou des pertes à la valeur de marché reflétées dans les produits tirés des activités non sectorielles sont attribuables à la volatilité d'une période à l'autre sur le marché des prix à terme des marchandises et aux variations du solde des contrats non réglés. Le tableau ci-après présente le sommaire des gains et pertes latents évalués à la valeur de marché pour chaque exercice indiqué. Des renseignements complémentaires concernant les contrats d'instruments financiers figurent dans les notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Produits		
Pétrole brut	(2) \$	(31) \$
Gaz naturel	243	136
	<u>241</u>	<u>105</u>
Charges		
	4	19
	<u>237</u>	<u>86</u>
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	67	22
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts	<u>170 \$</u>	<u>64 \$</u>

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	820 \$	682 \$
Activités d'investissement	(372)	(718)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des activités de financement	448	(36)
Activités de financement	(203)	111
Gain (perte) de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus en devises	(3)	(2)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	242 \$	73 \$

ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Au premier trimestre de 2010, le montant net des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation s'est établi à 820 M\$ contre 682 M\$ au premier trimestre de 2009. Au premier trimestre de 2010, les flux de trésorerie se sont élevés à 721 M\$ contre 741 M\$ pour la période correspondante de 2009. Les raisons de cette variation sont analysées sous la rubrique « Flux de trésorerie » du présent rapport. Ont également eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation la variation nette des autres actifs et passifs et la variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, du fait surtout de l'augmentation des comptes débiteurs et des charges à payer, de la diminution des stocks et des impôts à recouvrer, facteurs atténués par la hausse des comptes débiteurs et des produits à recevoir.

Compte non tenu des actifs et des passifs au titre de la gestion des risques, le fonds de roulement de Cenovus s'élevait à 538 M\$ au 31 mars 2010 contre 479 M\$ au 31 décembre 2009. La Société s'attend à continuer de respecter les conditions de paiement de ses fournisseurs.

ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement au premier trimestre de 2010 a baissé pour s'établir à 372 M\$, en regard de 718 M\$ pour la période correspondante de 2009. Les dépenses en immobilisations au premier trimestre de 2010 ont reculé pour se chiffrer à 493 M\$ contre 652 M\$ au premier trimestre de 2009. Le premier trimestre de 2010 comprenait en outre un désinvestissement dont le produit s'est élevé à 72 M\$. La variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a augmenté de 114 M\$ au premier trimestre de 2010, par rapport à la période correspondante de 2009. Les raisons de la baisse des dépenses en immobilisations sont analysées sous les rubriques « Dépenses en immobilisations, montant net » et « Résultats des divisions » du présent rapport.

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

La Société dispose actuellement d'une facilité de crédit non garantie de 2,5 G\$ ou son équivalent en dollars américains. Cette facilité de crédit renouvelable, consentie par un syndicat bancaire, se compose d'une première tranche de 2,0 G\$ CA sur trois ans et d'une seconde de 500 M\$ sur 364 jours. Au 31 mars 2010, aucun montant n'avait été tiré sur cette facilité de crédit. La Société respecte actuellement tous ses engagements financiers connexes.

La Société a déclaré et versé des dividendes de 150 M\$ (0,20 \$ par action) au premier trimestre de 2010. Le versement d'un dividende est laissé à l'appréciation du conseil et réexaminé tous les trimestres.

Le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités de financement au premier trimestre de 2010 s'est élevé à 203 M\$. Au 31 mars 2010, la dette de Cenovus, y compris la tranche à moins d'un an, s'établissait à 3 494 M\$ contre 3 656 M\$ au 31 décembre 2009.

RATIOS FINANCIERS

	31 mars 2010	31 décembre 2009
Ratio dette/capitaux permanents	26 %	28 %
Ratio dette/BAIIA ajusté	1,0 X	1,1 X

Cenovus assure le suivi de sa structure du capital et de ses besoins en financement à court terme en utilisant, entre autres, des ratios financiers hors PCGR comme le ratio dette/capitaux permanents et le ratio dette/BAIIA ajusté. Les capitaux permanents, mesure hors PCGR, correspondent à la dette à long terme, y compris la partie échéant à moins d'un an, majorée des capitaux propres. Le BAIIA ajusté pour les 12 derniers mois, mesure hors PCGR, correspond au bénéfice ajusté avant les intérêts, les impôts sur les bénéfices, l'amortissement et l'épuisement ainsi que les gains et pertes de change. Ces ratios permettent de contrôler la structure du capital de la Société. La dette s'entend des parties à court terme et à long terme de la dette à long terme.

Cenovus vise un ratio dette nette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0 à 2,0.

DONNÉES SUR LES ACTIONS EN CIRCULATION

Cenovus est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de second rang. Aucune action privilégiée de premier ou de second rang n'était en circulation au 31 mars 2010. Au 31 mars 2010, 751,7 millions d'actions ordinaires étaient en circulation.

Au cours du premier trimestre de 2010, Cenovus a émis 1,3 million de droits à la valeur d'actions liés au rendement (« DVAR ») en faveur de ses employés. Les DVAR sont des droits à la valeur d'actions qui donnent à l'employé le droit de recevoir, à l'acquisition du droit, une action ordinaire de Cenovus ou un montant équivalant à la valeur d'une action ordinaire de Cenovus. Le nombre de DVAR donnant droit à un paiement est déterminé sur trois ans à partir du nombre de droits attribués multiplié par 30 % après la première année, 30 % après la deuxième année et 40 % après la troisième année, multiplié par un multiplicateur de rendement pour chaque année. Ce multiplicateur est fondé sur l'atteinte par la Société de mesures de rendement clés préétablies, comprenant un ratio de recyclage. Le ratio de recyclage correspond au ratio du prix net obtenu par la Société sur ses frais de découverte et de mise en valeur. Cenovus estime que le ratio de recyclage est une mesure clé de la « valeur ajoutée » totale, car elle mesure sa capacité de générer des flux de trésorerie liés à l'exploitation en sus de ce qu'il en coûte pour ajouter des réserves. Les DVAR deviennent acquis après trois ans.

Pour de plus amples renseignements, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ENGAGEMENTS

Cenovus a conclu divers engagements dans le cours normal de ses activités, ayant trait surtout à des emprunts, à des frais liés à la demande dans le cadre de contrats de transport fermes, à des baux à construction, à des engagements relatifs à des dépenses en immobilisations et à des accords de commercialisation. Au 31 mars 2010, la dette à long terme de 3 494 M\$ de la Société ne comprenait aucune obligation relative aux facilités de crédit non garanties étant donné qu'aucun montant n'était exigible selon les modalités de ces facilités. En 2010, la Société compte s'acquitter de ses engagements au moyen de ses flux de trésorerie.

ACTIONS EN JUSTICE

Cenovus est partie à diverses actions en justice dans le cours normal de ses activités et elle estime avoir constitué une provision suffisante à cet égard.

GESTION DES RISQUES

Les activités, les perspectives, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Cenovus et, dans certains cas, sa réputation, sont influencés par des risques faisant partie des catégories suivantes :

- les risques financiers, y compris les risques de marché (par exemple les risques de prix des marchandises, de change et de taux d'intérêt), les risques de crédit et de liquidité;
- les risques liés à l'exploitation, y compris les risques liés aux investissements, à l'exploitation et au remplacement des réserves;
- les risques liés à la sécurité, à l'environnement et à la réglementation.

Cenovus est déterminée à repérer et à gérer ces risques à court terme ainsi que sur le plan stratégique et à plus long terme à tous les échelons de l'organisation, conformément à la politique de gestion des risques approuvée par son conseil et à ses programmes de gestion des risques. Les risques qui touchent, ou sont susceptibles de toucher, les actifs, les activités ou la réputation de Cenovus sont généralement de nature stratégique ou portent sur des problèmes nouveaux qui peuvent être cernés rapidement puis gérés. En revanche, des problèmes imprévus exigent parfois des mesures urgentes. Cenovus adopte une attitude proactive pour repérer et gérer les risques susceptibles de nuire à ses actifs, à ses activités ou à sa réputation. Elle a établi des politiques, des procédures, des lignes directrices et des responsabilités cohérentes et claires à leur égard.

Pour une description des facteurs de risque pouvant toucher la performance de la Société, se reporter à la rubrique « Mise en garde » qui figure à la fin du présent document.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Le gouvernement fédéral et divers gouvernements de provinces ou d'États ont annoncé qu'ils avaient l'intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et d'autres polluants atmosphériques. En outre, plusieurs mesures législatives et réglementaires visant les émissions de GES sont en cours d'étude, d'analyse ou de mise en œuvre aussi bien aux États-Unis qu'au Canada, notamment des projets de lois fédéraux et des initiatives étatiques aux États-Unis, visant à élaborer des programmes à l'échelle des États ou des régions afin d'imposer des niveaux de réduction des émissions de GES. Bien que certaines administrations aient fourni des indications concernant ces règlements, on s'attend à ce que d'autres annoncent également des régimes de réduction des émissions dans l'avenir. Les effets défavorables sur les activités de la Société de l'adoption d'une législation exhaustive en matière d'émissions de GES dans un territoire où elle exerce des activités d'exploitation pourraient comprendre, entre autres, la hausse des coûts liés à la conformité, l'accroissement des délais de délivrance de permis, les frais considérables liés à l'élaboration ou à l'achat de crédits ou quotas d'émission, facteurs qui gonfleraient le coût des produits de la Société et contracteraient la demande de pétrole brut et de certains produits raffinés.

Abstraction faite du cadre législatif actuel, la portée et l'étendue de toute conséquence défavorable de l'un de ces programmes supplémentaires ne peuvent être estimées avec exactitude pour l'heure, car les obligations législatives et réglementaires précises n'ont pas encore été arrêtées. Qui plus est, les détails concernant d'autres mesures à l'étude et les délais de conformité demeurent flous. Cenovus entend poursuivre ses initiatives visant à réduire l'intensité de ses émissions et à accroître son efficacité énergétique. Elle continuera de collaborer avec les gouvernements à la mise au point d'une stratégie en matière de changements climatiques qui saura préserver la compétitivité de l'industrie, limiter le coût et le fardeau administratif de la conformité et soutenir les investissements dans le secteur.

Le gouvernement de l'Alberta a fixé des objectifs de réduction des émissions de GES. En mars 2007, la réglementation a été modifiée de façon que, à compter du 1^{er} juillet 2007, les installations émettant plus de 100 000 tonnes de GES par an soient tenues de réduire de 12 % l'intensité de leurs émissions par rapport à un niveau de base prescrit. Afin de se conformer à cette exigence, les entreprises peuvent apporter des améliorations opérationnelles, acheter des droits de compensation (ou des crédits de résultats d'émission) ou verser une cotisation de 15 \$ CA par tonne au Alberta Climate Change and Emissions Management Fund. Cenovus possède actuellement trois usines assujetties à cette réglementation qui ont fait état de leur performance en regard des cibles établies par la Société en mars 2010. En 2009, les coûts qu'a engagés la Société en matière de conformité n'étaient pas importants.

La loi des États-Unis intitulée *Clean Energy and Security Act* (la « Loi des États-Unis ») a été adoptée par la Chambre des représentants le 26 juin 2009. Le Sénat des États-Unis envisage des mesures analogues. Certaines des lois en matière de changements climatiques à l'étude aux États-Unis obligeront les entreprises de raffinage à acheter des crédits équivalant aux émissions de CO₂ produites par leurs raffineries et les consommateurs. Si elle devenait loi, cette approche pourrait avoir une incidence considérable sur la structure de coûts des produits pétroliers raffinés.

Les efforts de la Société relativement à la gestion des émissions reposent sur sa réputation de chef de file sectoriel du piégeage du CO₂ et l'accent qu'elle met sur l'efficacité énergétique et l'élaboration de technologies permettant de réduire les émissions de GES. En particulier, la réduction de l'intensité des émissions est une conséquence directe de l'excellent rapport vapeur/pétrole obtenu à Foster Creek et à Christina Lake, par rapport au reste de l'industrie. Étant donné les incertitudes entourant le cadre législatif en matière de carbone en Amérique du Nord, Cenovus a adopté une stratégie proactive à l'égard de l'application de la nouvelle réglementation des GES, laquelle stratégie se compose des trois grands volets suivants :

1. Gérer les coûts existants

Lorsque les règlements entreront en vigueur, un coût sera attribué aux émissions de Cenovus (ou à une partie de ces émissions) et, même si ces émissions ne sont pas importantes à ce stade, elles sont gérées de façon énergique afin d'observer les règlements. Des éléments comme un suivi efficace des émissions, l'observation de la consommation de carburant et les efforts en vue de réduire au minimum le ratio vapeur/pétrole de la Société lui permettront de se focaliser sur la réduction des coûts.

2. Réagir aux signaux de prix

À mesure que des cadres de réglementation des émissions de GES seront établis dans les territoires où Cenovus exerce ses activités, des signaux de prix commenceront inévitablement à se manifester. La Société a lancé une initiative afin d'accroître l'efficacité énergétique de ses activités. Le prix des réductions éventuelles de carbone joue un rôle dans la dimension économique des projets mis en place. Face au prix prévu pour la réduction de carbone, le cas échéant, Cenovus essaie également de réaliser la valeur rattachée à ses projets de réduction.

3. Prévoir des scénarios de réduction future de carbone

Cenovus continue de travailler en collaboration avec les gouvernements, les centres de recherche universitaires et les chefs de file du secteur à l'élaboration de règlements sur les GES et de mesures de réduction. Le fait de continuer à participer aux discussions sur les moyens les plus appropriés de réglementer ces émissions permet à la Société d'acquérir des connaissances utiles qu'elle emploiera pour ébaucher différentes stratégies de gestion de ses émissions et des coûts qui s'y rattachent. Ces scénarios fournissent à la Société des renseignements précieux dans sa planification à long terme et son analyse des conséquences qu'aura l'évolution de la réglementation.

Cenovus intègre les coûts potentiels du carbone à sa planification. La direction et le conseil analysent l'incidence d'un éventail de scénarios de réduction des émissions de carbone sur la stratégie de la Société compte tenu de coûts s'échelonnant entre 15 \$ et 65 \$ la tonne d'émissions et de différents niveaux de couverture des émissions. Un avantage important de l'application d'un éventail de prix du carbone au niveau stratégique est que cette méthode donne des indications directes sur le processus de répartition des investissements. Cenovus examine également l'incidence de la réglementation relative au carbone sur ses principaux projets. Malgré l'incertitude entourant la réglementation future en la matière, Cenovus continuera à évaluer le coût du carbone par rapport à ses investissements, selon une série de scénarios.

Cenovus est consciente que les émissions de carbone comportent un coût. La Société est persuadée que la réglementation sur les GES et les coûts du carbone, compte tenu de différents niveaux de prix, ont été pris en considération adéquatement dans le cadre de la planification des activités et de l'analyse de scénarios. La Société estime que sa stratégie de développement représente un moyen efficace de mettre en valeur les ressources, de générer des rendements pour les actionnaires et de coordonner l'ensemble des objectifs environnementaux à l'égard du carbone, des émissions atmosphériques, de l'eau et du sol. Cenovus s'engage à être transparente avec ses parties prenantes et les tiendra informées des répercussions de ces questions sur ses activités.

TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Cenovus s'engage à exercer ses activités de façon responsable de sorte à préserver, voire à rehausser, sa réputation et sa crédibilité. L'un des piliers de cet engagement vise les relations de la Société avec ses diverses parties prenantes, notamment les actionnaires et autres investisseurs, les institutions financières, les salariés, les partenaires commerciaux, les collectivités, les peuples autochtones ainsi que les agences gouvernementales et non gouvernementales. Cenovus continuera de communiquer les renseignements concernant ses activités commerciales à ses parties prenantes en temps opportun et de façon transparente afin de conserver et de rehausser sa réputation à titre d'exploitant responsable ainsi que de nouer un lien de confiance avec ses parties prenantes. Cenovus communique l'information exigée aux termes des lois et règlements mais également de l'information complémentaire que la direction estime importante pour permettre aux parties prenantes de comprendre ses activités, ses politiques, outre les possibilités qui s'ouvrent à elle et les risques qu'elle court. Sa relation avec les parties prenantes permet également à la Société de déterminer l'incidence qu'ont ses activités sur chacune d'elles. Les commentaires que Cenovus recueille de la part des parties prenantes lui permettent de mieux cerner et gérer les risques environnementaux et socioéconomiques auxquels elle fait face.

La Société poursuit l'examen de sa politique en matière de responsabilité d'entreprise afin de s'assurer que non seulement cette politique continue de chapeauter ses engagements, sa stratégie et sa communication d'information mais aussi de cadrer avec ses objectifs et procédés de nature commerciale. Le processus de communication de l'information de Cenovus sera axé sur l'amélioration de la performance grâce à une meilleure gestion des données, aux relations avec les parties prenantes et à l'amélioration continue. La méthode de la Société pour ce premier exercice est de présenter sur son site Web ses principaux indicateurs de performance.

À mesure que progresse le processus de communication en matière de responsabilité d'entreprise, d'autres indicateurs seront élaborés afin de brosser un portrait plus exact des activités de Cenovus et des défis qu'elle doit relever. Ces indicateurs seront intégrés à la communication en matière de responsabilité d'entreprise et viendront enrichir l'information communiquée sur le site Web de la Société.

Cenovus s'engage à intégrer les principes en matière de responsabilité d'entreprise à l'exercice de toutes ses activités, car elle est consciente de l'importance que revêt la communication transparente et responsable aux parties prenantes.

CADRE RÉGLEMENTAIRE DU RÉGIME DE REDEVANCES DE L'ALBERTA

Le 11 mars 2010, le gouvernement albertain a publié un rapport intitulé « Energizing Investment » dans lequel il décrit les modifications apportées à la structure des redevances de l'Alberta et qui prévoit notamment :

- Un taux de redevance maximal de 5 % sur les nouveaux puits de gaz et de pétrole classique pour une période de 12 mois ou sur 0,5 milliard de pieds cubes d'équivalent pétrole pour les puits de gaz ou 50 000 barils d'équivalent pétrole pour les puits de pétrole, selon la première éventualité. Le taux de redevance de 5 % a été créé en même temps que le programme incitant à forer de nouveaux puits dans le cadre du programme d'encouragements énergétique, publié le 3 mars 2009 et devant prendre fin le 31 mars 2011.

- Le taux de redevance maximal sur le pétrole classique passe de 50 % à 40 % et le taux de redevance maximal sur le gaz naturel, de 50 % à 36 %.
- À compter du 1^{er} janvier 2011, aucun autre puits ne sera autorisé en vertu du programme de redevances transitoires (« PRT ») entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Le PRT offre l'option irrévocable de sélectionner des taux de redevances transitoires sur les nouveaux puits de gaz naturel ou de pétrole classique forés à une profondeur comprise entre 1 000 et 3 500 mètres. Les puits auxquels ce programme s'applique peuvent continuer de se prévaloir de ce programme jusqu'au 31 décembre 2013.

Cenovus a été encouragée par le ton du message et les premières informations publiées par le gouvernement albertain. L'incidence du nouveau régime de redevances proposé sur ses résultats financiers sera mieux comprise après la publication de la mise à jour des projections de redevances, attendues pour le deuxième trimestre de 2010. Ces changements entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2011.

Le gouvernement albertain a aussi constitué un groupe d'étude pour l'amélioration du cadre réglementaire qui a pour mandat d'examiner en profondeur le dispositif réglementaire de mise en valeur des ressources de l'Alberta. Au cours du travail mené en collaboration avec l'industrie du pétrole et du gaz et les autres parties prenantes, le groupe d'étude a été invité à chercher des efficiences et à garantir le maintien de la compétitivité de l'Alberta tout en veillant à la conservation et à la gérance de l'environnement. Un rapport d'étape est attendu au deuxième trimestre de 2010.

CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS

Mode de présentation

Les résultats de la Société pour le trimestre allant du 1^{er} janvier au 31 mars 2010 ainsi que pour la période de un mois allant du 1^{er} décembre au 31 décembre 2009, tiennent compte de ses activités, de ses flux de trésorerie et de sa situation financière en tant qu'entité autonome.

Les résultats de la Société pour les périodes antérieures à l'arrangement, soit du 1^{er} janvier au 30 novembre 2009, ainsi que les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007, ont été préparés sur une base détachée, c'est-à-dire que les résultats ont été tirés des registres comptables d'Encana et se fondent sur les données antérieures (résultats d'exploitation, actifs et passifs) liées aux activités cédées à Cenovus. Les états financiers consolidés antérieurs comprennent les attributions de certaines charges d'Encana, ainsi que de certains de ses actifs et passifs. De l'avis de la direction, les états financiers détachés antérieurs et les états financiers consolidés tiennent compte de tous les ajustements nécessaires afin de présenter fidèlement la situation financière et les résultats d'exploitation ainsi que les flux de trésorerie conformément aux PCGR du Canada.

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR du Canada, la direction doit établir des estimations et formuler des hypothèses visant les montants présentés dans les états financiers et les notes afférentes. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations. La direction estime que les hypothèses sous-jacentes aux états financiers consolidés antérieurs sont raisonnables. Cependant, étant donné que la Société est devenue une entité autonome le 30 novembre 2009 et exerçait auparavant ses activités au sein d'Encana, les états financiers consolidés antérieurs inclus aux présentes ne reflètent pas nécessairement les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie qui auraient été ceux de Cenovus si celle-ci avait été une entité autonome au cours des périodes en question.

Pour de plus amples renseignements, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Le 1^{er} janvier 2010, Cenovus a adopté par anticipation le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises » du *Manuel de l'ICCA*, qui remplace le chapitre 1581 du même nom. La nouvelle norme exige que les actifs acquis et les passifs pris en charge lors d'un regroupement d'entreprises, les contreparties conditionnelles et certaines éventualités acquises soient évalués à la juste valeur à la date d'acquisition. De plus, les coûts liés à l'acquisition et les coûts de restructuration doivent être constatés séparément du regroupement d'entreprises et comptabilisés dans les résultats. L'adoption de cette norme n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés intermédiaires de la Société pour la période terminée le 31 mars 2010. Elle en aura cependant une sur le traitement comptable des regroupements d'entreprises à venir.

Parallèlement à l'adoption anticipée du chapitre 1582 du *Manuel de l'ICCA*, la Société a aussi été tenue d'adopter par anticipation les chapitres 1601, « États financiers consolidés » et 1602, « Participations sans contrôle », du *Manuel de l'ICCA* le 1^{er} janvier 2010. Ces chapitres remplacent l'ancienne norme sur les états financiers consolidés du chapitre 1600, « États financiers consolidés » du *Manuel de l'ICCA*. Le chapitre 1601 établit les exigences concernant la préparation des états financiers consolidés, et le chapitre 1602 définit des normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis après un regroupement d'entreprises, de la participation sans contrôle dans une filiale. En vertu de ce chapitre, les participations sans contrôle doivent être classées comme un élément distinct des capitaux propres. De plus, le bénéfice net et les composantes des autres éléments du résultat étendu sont attribués à la société mère et à la participation sans contrôle. L'adoption anticipée de ces normes n'a pas eu une incidence importante sur les états financiers consolidés intermédiaires de la Société pour la période terminée le 31 mars 2010.

Ces normes convergent avec les Normes internationales d'information financière (« IFRS »).

PRISES DE POSITION RÉCENTES EN COMPTABILITÉ

Il n'y a aucune prise de position comptable imminente selon les PCGR du Canada, hormis l'exigence d'adopter les IFRS en 2011, comme il est précisé ci-après.

NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE

Cenovus sera tenue de présenter ses résultats conformément aux IFRS à compter du trimestre qui se terminera le 31 mars 2011. La Société respecte le calendrier prévu pour cette transition et prévoit que l'adoption des IFRS en 2011 n'aura pas une incidence ou une influence importante sur ses affaires, ses activités d'exploitation ou ses stratégies.

Les méthodes comptables conformes aux IFRS que la Société a l'intention d'appliquer sont celles décrites dans son rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, sauf pour ce qui est des mises au point suivantes :

- Pour les activités d'exploration et d'évaluation, la Société prévoit que, selon sa méthode comptable, elle continuera de capitaliser ses coûts jusqu'à ce que la faisabilité technique et la viabilité commerciale du projet aient été déterminées.
- Pour les besoins de l'amortissement et de l'épuisement, la Société prévoit que l'unité de comptabilisation sera au niveau de la « région » pour le calcul de la charge d'amortissement et d'épuisement de chaque période.

La Société continue de suivre l'évolution des IFRS pour déterminer si de nouvelles normes ou des normes modifiées publiées par l'International Accounting Standards Board sont susceptibles de modifier son choix de méthodes comptables, comme la nouvelle norme sur les coentreprises qui devrait être publiée au cours de 2010.

La Société a terminé la conception des modifications des processus et des systèmes nécessaires à la présentation en vertu des IFRS, et elle terminera ses essais et mettra en œuvre intégralement les modifications suivantes de son système avant le 30 juin 2010 :

- un nouveau module pour les activités d'exploration et d'évaluation qui suit de façon séparée les dépenses d'évaluation;
- un grand livre en double conforme aux PCGR – dans lequel seront inscrites les écritures de journal nécessaires pour établir les soldes conformes aux PCGR du Canada et conformes aux IFRS en 2010.

La Société prépare actuellement le bilan d'ouverture IFRS et examine les exemptions possibles propres à l'IFRS 1, « Première application des Normes internationales d'information financière ». L'exemption la plus importante à laquelle la Société compte recourir vise l'évaluation des actifs d'exploration et d'évaluation au montant déterminé selon les PCGR du Canada et l'attribution du reste de la capitalisation du coût entier des immobilisations corporelles, exclusion faite de l'exploration et de l'évaluation, à ses régions selon les normes IFRS à partir de la juste valeur des réserves comme méthode d'attribution.

Nous préparons actuellement la documentation sur les contrôles internes en vue de l'établissement du bilan d'ouverture IFRS, y compris les contrôles relatifs à l'exhaustivité des ajustements.

Sur le plan de l'expertise en formation et en information financière, le plan de transition de la Société intègre les tâches qu'il faut mener pour acquérir une connaissance appropriée des IFRS à tous les échelons de l'entreprise. Cenovus travaille en collaboration avec les principaux membres de son personnel des finances et de l'exploitation depuis 2009, et continuera de le faire en 2010 et en 2011. Ses activités de formation sur les IFRS ont aussi inclus une séance de sensibilisation du conseil et du comité de vérification en 2009, qui comprenait l'échéancier de la mise en place, les répercussions des normes IFRS sur l'entreprise et un survol de l'incidence éventuelle de ces normes sur les états financiers. La Société fera des mises au point avec le comité de vérification tous les trimestres en 2010 et en 2011. La formation des parties prenantes externes devrait se poursuivre tout au long de 2010, pendant que la Société met la dernière main à ses méthodes comptables IFRS, établit son bilan d'ouverture IFRS et calcule les principaux ajustements trimestriels à apporter pour passer des PCGR du Canada aux IFRS.

PERSPECTIVES

L'objectif à long terme de la Société est de mettre l'accent sur la croissance de la valeur de l'actif net et de maximiser le rendement pour les actionnaires à l'aide des stratégies suivantes :

- La forte croissance de l'exploitation par récupération assistée des ressources pétrolières, particulièrement avec l'expansion des activités bitumineuses axées sur la technique DGMV à Foster Creek et à Christina Lake. En outre, la Société compte un large éventail de nouvelles zones bitumineuses.
- Une position de chef de file dans la mise en valeur misant sur la technique DGMV à faible coût, la technologie et le respect continu de la sécurité des salariés, des parties prenantes et de l'environnement.
- La croissance financée en interne grâce aux flux de trésorerie disponibles tirés des actifs établis de pétrole brut et de gaz naturel.
- Le maintien d'un profil de risque faible grâce à l'intégration des activités gazières et en aval ainsi que la réalisation d'opérations de couverture.

Cenovus est d'avis que la demande mondiale de pétrole continuera de croître. Les écarts de prix entre le WTI et le brut léger d'une part et le brut lourd de l'autre seront vraisemblablement élevés dans un avenir prévisible, facteurs qui seront atténués par les prévisions de prix relativement faibles pour le gaz naturel et les marges de raffinage. En revanche, la volatilité des prix des marchandises, le cadre réglementaire en matière d'environnement, les mesures gouvernementales et la concurrence au sein du secteur constituent les principaux obstacles que la Société se doit de gérer avec sagacité pour favoriser sa croissance. Pour de plus amples renseignements sur l'incidence de ces facteurs sur les résultats de Cenovus en 2010, se

reporter à la rubrique « Gestion des risques » du présent rapport et de la notice annuelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Cenovus s'attend à ce que son programme d'immobilisations de 2010 soit financé par les flux de trésorerie. Ses actifs liés au pétrole brut et au gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan joueront un rôle crucial dans la génération de flux de trésorerie disponibles pour accroître la production de bitume.

Dans le cadre de ses efforts constants pour maintenir sa solidité et sa flexibilité financières, Cenovus a pris des mesures de réduction du risque de prix au moyen d'un programme de couverture du prix des marchandises. Bien qu'elle ait tiré parti de cette stratégie aux premiers trimestres de 2010 et de 2009, elle ne peut garantir que ce sera toujours le cas.

En tant qu'entité relativement nouvelle, la Société continuera d'élaborer des stratégies en matière d'immobilisations et de rendement pour les actionnaires. Les dividendes futurs seront versés au gré du conseil et seront réexaminés tous les trimestres.

MISE EN GARDE

INFORMATION PROSPECTIVE

Le présent rapport contient des énoncés et de l'information de nature prospective à propos des attentes, des estimations et des projections de la Société, fondés sur certaines hypothèses qu'elle a formulées à la lumière de son expérience et de sa perception des tendances historiques. Bien que Cenovus soit d'avis que les attentes exprimées dans ses énoncés prospectifs soient raisonnables, rien ne garantit qu'elles se révéleront justes.

Les énoncés et l'information de nature prospective contiennent généralement des termes comme « prévoir », « croire », « estimer », « planifier », « avoir l'intention », « cibler », « projeter », « objectif », « pouvoir », « accent », « but », « proposé », « programmé », « perspective », ou des expressions analogues qui font état de résultats futurs ou de déclarations concernant une prévision, y compris des déclarations à propos de la stratégie, des résultats d'exploitation et des résultats financiers, des échéanciers, des avoirs fonciers, de la production, notamment en ce qui concerne leur stabilité ou leur croissance, les réserves, les biens importants, les ressources, l'utilisation et le développement de la technologie de la Société, les initiatives d'atténuation des risques, les prix des marchandises, la valeur actionnariale, les flux de trésorerie, les modes de financement possibles, les coûts et l'incidence prévue des engagements futurs à l'égard des activités courantes en général et à l'égard de certains biens et de certaines participations détenues par Cenovus. Le lecteur est prié de ne pas se fier outre mesure aux énoncés et à l'information de nature prospective, car les résultats réels de la Société pourraient différer sensiblement de ceux qui sont annoncés ou sous-entendus.

L'information prospective concernant les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les flux de trésorerie avant impôts de Cenovus pour 2010 est fondée sur les hypothèses suivantes : une production moyenne d'environ 120 200 b/j à 129 700 b/j de pétrole brut et de liquides et 740 Mpi³/j à 760 Mpi³/j de gaz naturel, une moyenne pour 2010 de 65 \$ US le baril à 85 \$ US le baril dans le cas du WTI et de 54 \$ US le baril à 71 \$ US le baril dans le cas du WCS, de 5,50 \$ US le kpi à 6,15 \$ US le kpi dans le cas du prix du gaz naturel sur le NYMEX et de 5,15 \$ le gigajoule à 5,70 \$ le gigajoule dans le cas du prix AECO, un taux de change moyen entre le dollar américain et le dollar canadien de 0,85 \$ à 0,96 \$ pour 1 \$ CA, une marge moyenne de craquage 3-2-1 à Chicago pour 2010 de 7,50 \$ US le baril à 9,50 \$ US le baril pour les marges de raffinage, et un nombre moyen d'actions en circulation d'environ 751 millions.

Les énoncés prospectifs comportent un certain nombre d'hypothèses, de risques et d'incertitudes qui, dans certains cas, sont propres à Cenovus et dans d'autres, à l'industrie en général. Parmi les facteurs de risque et les incertitudes susceptibles de faire différer sensiblement les résultats réels et les facteurs ou les hypothèses sur lesquels est fondée l'information prospective figurent notamment : la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses à cet égard; les hypothèses sur lesquelles reposent les prévisions actuelles de Cenovus; les dépenses en immobilisations prévues par Cenovus,

la souplesse des budgets d'immobilisations prévues et leurs sources de financement connexes; l'incidence du programme de gestion des risques de Cenovus, y compris l'effet des instruments financiers dérivés et l'accès de la Société à diverses sources de capital; l'exactitude des estimations de coûts, les variations des prix des marchandises, des cours du change et des taux d'intérêt; les fluctuations de l'offre et de 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'efficacité des stratégies de couverture; le maintien d'un ratio de la dette sur les flux de trésorerie souhaitable, la précision des estimations des réserves, des ressources et de la production future; les estimations des quantités de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides pouvant être récupérées des biens et des autres sources qui ne sont pas actuellement classées dans les réserves prouvées; la capacité de Cenovus de remplacer et d'accroître ses réserves de pétrole et de gaz; la capacité de Cenovus et de ConocoPhillips de maintenir leurs relations et de parvenir à gérer et à exploiter les activités intégrées de pétrole lourd en Amérique du Nord ainsi que d'obtenir les approbations réglementaires nécessaires; la réalisation fructueuse et dans les délais des projets d'immobilisations; la fiabilité des actifs de Cenovus; les marges liées aux activités de raffinage et de commercialisation; les possibles interruptions ou difficultés techniques imprévues au fil du développement de nouveaux produits et de processus de fabrication; l'accueil éventuellement défavorable réservé aux nouveaux produits sur le marché; les hausses de coût ou difficultés techniques imprévues relativement à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés imprévues dans la fabrication, le transport et le raffinage du pétrole brut synthétique; les risques liés à la technologie et à l'application de cette technologie dans le cadre des activités de Cenovus; la capacité de Cenovus de dégager des flux de trésorerie liés à l'exploitation suffisants pour s'acquitter de ses obligations présentes et futures; la capacité de Cenovus de faire appel à des sources extérieures de capitaux d'emprunt et de capitaux propres; 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; l'évolution des lois et de la réglementation concernant le régime de redevances, les impôts et les taxes, l'environnement, les gaz à effet de serre, le carbone et d'autres lois et règlements ou l'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 la Société, ses résultats financiers et ses états financiers consolidés; la situation politique et économique des pays dans lesquels Cenovus exerce des activités; les risques de guerre, de menaces terroristes, d'hostilités, d'insurrection et d'instabilité dans les pays où Cenovus exerce des activités; les risques liés aux poursuites et aux mesures réglementaires, actuelles et éventuelles, visant Cenovus; les projets et initiatives de financement de Cenovus, l'incidence prévue de l'arrangement sur les salariés, les activités, les fournisseurs, les partenaires commerciaux et les parties prenantes de la Société et la capacité de Cenovus de tirer parti l'arrangement comme prévu; la capacité de Cenovus d'obtenir du financement à l'avenir en tant qu'entité autonome, du fait que l'information financière antérieure relativement aux actifs de la Société exploités par Encana avant le 30 novembre 2009 pourrait ne pas être représentative des résultats de Cenovus à titre d'entité autonome, ainsi que les antécédents d'exploitation limités de Cenovus en tant qu'entité autonome, et d'autres risques et incertitudes décrits dans les rapports et les documents déposés par Cenovus auprès des autorités en valeurs mobilières. Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs importants précités n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque sont analysés plus en détail dans le présent rapport ainsi que dans la notice annuelle et le formulaire 40-F de 2009 et le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, ces documents ayant tous été déposés auprès des autorités canadiennes de réglementation des valeurs mobilières sur www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur www.sec.gov, et étant accessibles sur www.cenovus.com. Le lecteur est aussi invité à prendre connaissance des mises en garde juridiques analogues faites dans la circulaire de sollicitation de procurations.

Par ailleurs, les énoncés et l'information de nature prospective figurant dans le présent document, notamment les hypothèses, les risques et les incertitudes qui sous-tendent ces énoncés, étaient à jour en date de la rédaction de ce document et, sauf lorsque la loi l'exige, Cenovus ne s'engage pas à les mettre à jour, ni à les réviser, que ce soit à la suite de l'obtention de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour tout autre motif. Les énoncés et l'information de nature prospective figurant dans le présent document sont expressément visés par la présente mise en garde.

INFORMATION SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

La présentation des données sur les réserves et des autres renseignements sur le pétrole et le gaz naturel par Cenovus est faite en vertu d'une dispense accordée par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières, qui l'autorise à fournir ces données et renseignements selon les normes de présentation américaines. L'information fournie par Cenovus peut ainsi différer de l'information correspondante préparée en vertu du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »).

Les données quantitatives sur les réserves fournies par Cenovus représentent les réserves prouvées et probables nettes calculées selon les normes établies dans le règlement S-X de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. De plus amples renseignements concernant les différences qui existent entre les normes américaines et les normes contenues dans le Règlement 51-101 figurent sous la rubrique « Remarque concernant les renseignements sur les réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » de la notice annuelle de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

CONVERSION DES UNITÉS DE MESURE DU PÉTROLE BRUT, DES LGN ET DU GAZ NATUREL

Dans le présent rapport de gestion, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en barils équivalent pétrole (« bep »), à raison d'un baril pour 6 000 pieds cubes. L'unité bep peut être trompeuse, surtout lorsqu'elle est prise isolément. Le ratio de conversion de 6 000 pieds cubes par baril est fondé sur une méthode de conversion utilisant les coefficients d'équivalence énergétique qui s'appliquent principalement au bec du brûleur et ne représentent pas nécessairement une équivalence valable à la tête du puits.

DEVISES

Toute l'information contenue dans le présent rapport de gestion et dans les états financiers consolidés intermédiaires, ainsi que dans les données correspondantes, est présentée en dollars canadiens, avant déduction des redevances, sauf indication contraire.

ABRÉVIATIONS

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

Pétrole et liquides du gaz naturel

b	Baril
b/j	baril par jour
kb/l	millier de barils par jour
LGN	liquides du gaz naturel
bep	baril d'équivalent pétrole

Gaz naturel

kpi ³	millier de pieds cubes
Mpi ³	million de pieds cubes
Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
MBtu	million d'unités thermales britanniques
gj	gigajoule

MESURES HORS PCGR

Certaines mesures qui figurent dans le présent rapport de gestion, notamment les flux de trésorerie, les flux de trésorerie liés à l'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le bénéfice d'exploitation, le BAIIA ajusté, la dette et les capitaux permanents, ne sont pas des mesures qui ont une définition normalisée selon les PCGR du Canada et ne sont donc pas considérées comme des mesures conformes aux PCGR. Par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Ces mesures sont décrites et présentées dans le présent rapport de gestion pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels des informations supplémentaires relativement à la situation de trésorerie de Cenovus ainsi qu'à sa capacité de dégager des fonds pour financer ses activités. Les mesures employées par la direction sont expliquées plus à fond sous les rubriques du rapport où il en est question.

RENOIS À CENOVUS

Pour des raisons d'ordre pratique, le terme « Cenovus » employé dans le présent rapport de gestion peut, selon le cas, s'entendre uniquement de Cenovus ou comprendre également toute entité pertinente qui serait une filiale (société par actions ou société de personnes) directe ou indirecte (les « filiales ») de Cenovus, y compris les actifs, les activités et les initiatives de ces filiales.

On peut se procurer de l'information supplémentaire sur Cenovus Energy Inc. en consultant ses documents publics à l'adresse www.sedar.com et sur le site Web de Cenovus au www.cenovus.com.