



# Cenovus Energy Inc.

## Rapport de gestion pour la période terminée le 30 juin 2010 (en dollars canadiens)

*Le présent rapport de gestion de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « Société »), daté du 28 juillet 2010, doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés pour le trimestre terminé le 30 juin 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 ») approuve les rapports de gestion intermédiaires. En revanche, c'est le conseil qui approuve le rapport de gestion annuel.*

*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, la conversion des unités de mesures du pétrole brut, des LGN et du gaz naturel et 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 canadienne dont le siège social se trouve à Calgary, en Alberta. Au 30 juin 2010, sa capitalisation boursière s'établissait à environ 20 G\$. Au deuxième trimestre de 2010, la production de Cenovus a atteint 253 733 bep/j, dont une tranche de 51 % se composait de pétrole brut et de LGN. L'exploitation de Cenovus regroupe des projets de sables pétrolifères dans le nord de l'Alberta, notamment Foster Creek et Christina Lake. Ces biens sont situés dans la région d'Athabasca dans le nord-est de l'Alberta et emploient la technique de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« technique DGMV ») pour l'extraction du pétrole brut. Quant aux activités de la Société à Weyburn, dans le sud de la Saskatchewan, la récupération du pétrole brut y est assistée par l'injection de dioxyde de carbone (« CO<sub>2</sub> »). La Société exerce également des activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan. Outre ses actifs en amont, Cenovus détient 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 des projets de sables pétrolifères 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 des sables pétrolifères à faible coût. Parallèlement, ses activités établies de production de pétrole brut et de gaz naturel devraient aboutir à une production fiable et à des flux de trésorerie réguliers qui lui permettront de poursuivre la mise en valeur de ses actifs de sables pétrolifères. Dans l'ensemble des activités de la Société, qu'il s'agisse 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. Cenovus dispose d'une équipe d'experts chevronnés dont la priorité est l'innovation continue. L'un des objectifs primordiaux de la Société est le perfectionnement des technologies en vue 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 projets de sables pétrolifères de Foster Creek et de Christina Lake, la Société possède actuellement trois biens nouveaux dans cette zone, soit Grand Rapids, Telephone Lake et Narrows Lake.

Au deuxième trimestre de 2010, la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques (« CERE ») a approuvé le début des travaux relativement au projet pilote de Grand Rapids que la Société détient en propriété exclusive et qui est situé dans la grande région de Pelican Lake. Cenovus entend démarrer le projet pilote avant la fin 2010.

La Société détient en propriété exclusive un intérêt économique direct dans le bien Telephone Lake, dans la grande région de Borealis. Une demande et évaluation des incidences environnementales (« EIE ») conjointes ont été déposées auprès de la CERE et d'Alberta Environment relativement à la mise en valeur du bien, notamment la construction d'une usine dotée d'une capacité de production de 35 000 b/j.

Par le truchement de sa participation dans FCCL Partnership, Cenovus détient une participation de 50 % dans le bien Narrows Lake qui est situé dans la grande région de Christina Lake. Au premier trimestre de 2010, la Société a déclenché le processus d'approbation réglementaire pour Narrows Lake en déposant un projet de protocole d'EIE et a entrepris une consultation publique sur le projet. Alberta Environnement a communiqué la version définitive du protocole également au deuxième trimestre. Une demande et EIE conjointes ont été déposées à la fin du deuxième trimestre de 2010. Ce projet visant une capacité de production brute maximale de 130 000 b/j devrait comprendre trois phases, la première devant accroître la capacité de production 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 des actifs liés aux sables pétrolifères qu'elle possède. En effet, la majeure partie des ressources de sables pétrolifères sont sous-exploitées. Au deuxième trimestre de 2010, la Société a publié des communiqués fournissant des renseignements plus détaillés sur ses ressources éventuelles économiques de bitume et le bitume en place initialement afin que les investisseurs puissent avoir une meilleure idée de ses actifs de sables pétrolifères. En complément, la Société a donné des présentations sur ses ressources et projets de mise en valeur lors de sa journée des investisseurs en juin 2010. Le plan d'affaires décennal de Cenovus consiste à accroître la production nette issue des sables pétrolifères jusqu'à 300 000 b/j d'ici à 2019. La croissance 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, activités qui recèlent par ailleurs des possibilités d'expansion de la production attribuables aux nouvelles technologies. Du fait de sa production de gaz naturel, Cenovus jouit d'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'atténuer l'incidence des cycles de consommation de marchandises en intégrant sa production issue des sables pétrolifères à la vente de produits raffinés grâce à ses raffineries, dont l'exploitation est assurée par ConocoPhillips, société ouverte américaine non liée. Pour renforcer notre stratégie de croissance de la valeur de l'actif net décrite dans le présent rapport, nous continuerons de verser des dividendes significatifs pour assurer un solide rendement global à long terme pour les actionnaires.

## 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 le coentrepreneur de la Société, 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 projets de sables pétrolifères : 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 biens importants : 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 pétrole brut, de gaz naturel et de liquides du gaz naturel ainsi que les activités connexes au Canada, notamment les activités de Foster Creek et de Christina Lake détenues en parts égales avec ConocoPhillips et exploitées par Cenovus, outre plusieurs autres nouveaux biens.
- 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 DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2010

Les principaux faits saillants sur les plans financier et opérationnel du deuxième trimestre de 2010 par rapport au deuxième trimestre de 2009 sont présentés ci-dessous :

- la production des projets de sables pétrolifères de Foster Creek et de Christina Lake a augmenté de 42 %;
- les produits nets ont crû de 13 %, 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 306 M\$ par suite de la baisse des prix et volumes du gaz naturel, contrebalancée par une hausse des prix et volumes du pétrole brut;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation des activités de raffinage en aval ont régressé de 202 M\$ en raison de la hausse des coûts des produits achetés liés au pétrole brut et d'une utilisation moindre de ce dernier par suite des révisions prévues et de l'optimisation des activités de raffinage;
- des gains de couverture de 64 M\$ après impôts ont été réalisés en comparaison de gains de 250 M\$ après impôts, en 2009;
- le bénéfice d'exploitation a reculé de 370 M\$ par suite essentiellement de la baisse des flux de trésorerie liés à l'exploitation;
- la Société a déclaré et versé des dividendes de 150 M\$ (0,20 \$ par action) au deuxième trimestre de 2010.

Le projet CORE à la raffinerie Wood River se poursuit et devrait être réalisé d'ici à la fin du premier semestre 2011. Par rapport au budget de 3,6 G\$ US, le total des coûts prévus présente une variation inférieure à 10 %, la quote-part nette de la Société s'établissant à 1,8 G\$ US. Au 30 juin 2010, l'état d'avancement du projet CORE était d'environ 82 %.

En vue de permettre à la Société d'atteindre ses objectifs de production, les travaux de construction des phases C et D de Christina Lake progressent. Cenovus prévoit désormais que la production des prochaines phases d'expansion, soit Foster Creek (phase F) et Christina Lake (phase E), débutera en 2014, un an plus tôt que prévu initialement. Ce devancement des dates de mise en production demeure assujéti à l'approbation en temps opportun des autorités de réglementation et des partenaires.

Pour permettre aux actionnaires de comprendre le potentiel de croissance à long terme de la Société, Cenovus a rendu publiques deux évaluations indépendantes, la première en avril 2010 visant ses ressources éventuelles économiques de bitume et l'autre en juin 2010 portant sur le bitume en place initialement. Ces documents, préparés par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants, confortent l'opinion de la direction, qui estime que Cenovus dispose d'un potentiel de mise en valeur à long terme.

Pour assurer sa souplesse financière à l'avenir, Cenovus a récemment établi deux programmes de financement par emprunts en déposant des prospectus préalables de base. Le prospectus préalable déposé au Canada permet à la Société d'offrir à l'occasion des billets à moyen terme non garantis d'un montant en capital total d'au plus 1,5 G\$. Le prospectus préalable déposé aux États-Unis permet à la Société d'offrir à l'occasion des billets à moyen terme non garantis d'un montant en capital total d'au plus 1,5 G\$ US. Chaque prospectus préalable est assorti d'une durée de validité de 25 mois.

## 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)	Semestres terminés les		T2 2010	T1 2010	T4 2009	T3 2009	T2 2009	T1 2009	T4 2008	T3 2008	T2 2008
	2010	30 juin 2009									
<b>Prix du pétrole brut (\$ US/b)</b>											
West Texas Intermediate (WTI)	<b>78,46</b>	51,68	<b>78,05</b>	78,88	76,13	68,24	59,79	43,31	59,08	118,22	123,80
Western Canadian Select (WCS)	<b>66,89</b>	43,50	<b>63,96</b>	69,84	64,01	58,06	52,37	34,38	39,95	100,22	102,18
Écart WTI/WCS	<b>11,57</b>	8,18	<b>14,09</b>	9,04	12,12	10,18	7,42	8,93	19,13	18,00	21,62
WCS exprimé en % du WTI	<b>85 %</b>	84 %	<b>82 %</b>	89 %	84 %	85 %	88 %	79 %	68 %	85 %	83 %
<b>Marge de craquage 3-2-1 des raffineries<sup>1)</sup> (\$ US/b)</b>											
Chicago	<b>8,86</b>	10,35	<b>11,60</b>	6,11	5,00	8,48	10,95	9,75	6,31	17,29	13,60
Midwest Combined (« groupe 3 »)	<b>9,10</b>	9,39	<b>11,38</b>	6,82	5,52	8,06	9,16	9,62	6,00	14,38	13,47
<b>Prix du gaz naturel</b>											
Prix AECO (\$ CA/GJ)	<b>4,36</b>	4,40	<b>3,66</b>	5,08	4,01	2,87	3,47	5,34	6,43	8,76	8,86
Prix NYMEX (\$ US/Mbtu)	<b>4,69</b>	4,19	<b>4,09</b>	5,30	4,17	3,39	3,50	4,89	6,94	10,24	10,93
Écart de base AECO/NYMEX (\$ US/Mbtu)	<b>0,25</b>	0,37	<b>0,32</b>	0,19	0,19	0,67	0,39	0,35	1,10	1,28	1,71
<b>Taux de change moyen</b>											
Moyenne du taux de change du dollar US par rapport au dollar CA	<b>0,967</b>	0,829	<b>0,973</b>	0,961	0,947	0,911	0,857	0,803	0,825	0,961	0,990

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 deuxième trimestre de 2010 a été marqué par les fluctuations prononcées du WTI. Au début du mois d'avril, le prix de clôture au comptant du WTI atteignait 86,84 \$ US le baril mais, sous la pression créée par l'instabilité des marchés des capitaux à l'échelle mondiale, il a glissé pour atteindre un creux de 68,01 \$ US le baril à la fin mai, avant de clôturer pour le trimestre à 75,63 \$ US le baril. Le WTI s'est établi en moyenne à 78,05 \$ US le baril au deuxième trimestre de 2010, soit essentiellement le même niveau qu'au premier trimestre et une hausse d'environ 31 % par rapport au trimestre correspondant de 2009. Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, le WTI a enregistré en moyenne une hausse de 52 % sur la période correspondante de 2009, en raison de la demande accrue de pétrole brut dans le monde, surtout de la part des pays en développement, et de l'incidence des réductions de production significatives décrétées par l'OPEP en 2008, lesquelles ont contracté les ressources mondiales en 2010 par rapport à 2009.

Le WCS est un pétrole lourd fluidifié se composant de pétrole lourd classique et de bitume dilué non classique. Ce pétrole lourd fluidifié se négocie ordinairement à un niveau inférieur au WTI, qui est le prix de référence du pétrole léger. L'écart négatif par rapport au WTI au cours des deux premiers trimestres de 2010 s'est établi en moyenne à 11,57 \$ US le baril, soit une majoration par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. En revanche, exprimé en pourcentage du WTI, le WCS est demeuré stable étant donné que l'écart plus prononcé a été atténué par la progression des prix du WTI. En pourcentage, comparativement au trimestre précédent, l'écart au deuxième trimestre de 2010 s'est contracté pour atteindre les moyennes récentes, facteur qui s'explique par l'amplification de la demande de pétrole brut, la baisse de la demande de pétrole lourd en Asie et la diminution du taux d'utilisation de la cokéfaction aux États-Unis, laquelle est attribuable à la médiocrité des paramètres économiques. Cette faiblesse mondiale a été exacerbée par l'accroissement des travaux d'entretien prévus aux installations de raffineries de PADD II (Midwest des États-Unis) et à l'augmentation des interruptions non programmées des installations de traitement dans l'ouest du Canada.

Comme l'indique le tableau de la page précédente, les marges de craquage des raffineries américaines se sont élargies au deuxième trimestre de 2010 en regard du trimestre précédent. En effet, la fin mai marque le début de la saison de la conduite estivale en Amérique du Nord, qui d'ordinaire entraîne la hausse de la demande d'essence et des prix connexes. Les marges de craquage au deuxième trimestre de 2010 ont été supérieures à celles de la période correspondante de 2009 étant donné l'accroissement de la demande des consommateurs à l'égard des produits raffinés, lequel s'explique en partie par le regain de l'économie aux États-Unis. La demande de produits raffinés aux États-Unis demeure inférieure aux niveaux antérieurs à la récession.

Au deuxième trimestre de 2010, les cours du gaz naturel sur le NYMEX ont augmenté par rapport au deuxième trimestre de 2009, principalement du fait qu'étaient prévues des températures estivales supérieures à la normale ainsi qu'une saison des ouragans active. Les volumes de gaz naturel en stocks ont chuté par rapport à la période correspondante de 2009 mais demeurent nettement supérieurs à la moyenne quinquennale.

En 2010, le dollar canadien a connu un regain par rapport au dollar américain, ce qui a porté le taux de change moyen à 0,967 \$ pour le semestre terminé le 30 juin 2010 en regard de 0,829 \$ pour la période correspondante de 2009.

La stratégie d'atténuation du risque adoptée par la Société a permis de réduire le risque lié à la volatilité des prix des marchandises. Les gains de couverture réalisés au deuxième trimestre se sont établis à 64 M\$ après impôts (81 M\$ depuis le début de l'exercice). Pour de plus amples renseignements sur le programme de couverture de Cenovus, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires. En outre, pour de plus amples renseignements sur la sensibilité des résultats financiers de 2010 de la Société par rapport aux variations de divers prix de référence, se reporter au document d'information de Cenovus de 2010 (*2010 Corporate Guidance*) sur son site Web au [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com).

## **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. Le 1<sup>er</sup> 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.

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Semestres terminés les		T2 2010	T1 2010	T4 2009	T3 2009	T2 2009	T1 2009	T4 2008	T3 2008	T2 2008
	30 juin										
	2010	2009									
Produits nets	6 686	5 511	3 195	3 491	3 005	3 001	2 818	2 693	3 946	5 753	4 424
Flux de trésorerie liés à l'exploitation <sup>1)</sup>	1 503	2 101	665	838	954	1 134	1 173	928	121	1 176	1 535
Flux de trésorerie <sup>1)</sup>	1 258	1 686	537	721	235	924	945	741	(209)	1 161	1 244
- par action – résultat dilué <sup>2)</sup>	1,67	2,25	0,71	0,96	0,31	1,23	1,26	0,99	(0,28)	1,54	1,66
Bénéfice d'exploitation <sup>1)</sup>	495	926	142	353	169	427	512	414	(159)	623	722
- par action – résultat dilué <sup>2)</sup>	0,66	1,23	0,19	0,47	0,23	0,57	0,68	0,55	(0,21)	0,82	0,96
Bénéfice net	697	675	172	525	42	101	160	515	490	1 341	528
- par action – résultat de base <sup>2)</sup>	0,93	0,90	0,23	0,70	0,06	0,13	0,21	0,69	0,65	1,79	0,71
- par action – résultat dilué <sup>2)</sup>	0,93	0,90	0,23	0,70	0,06	0,13	0,21	0,69	0,65	1,78	0,71
Dépenses en immobilisations	923	1 140	430	493	507	515	488	652	760	487	438
Flux de trésorerie disponibles <sup>1)</sup>	335	546	107	228	(272)	409	457	89	(969)	674	806
Dividendes en espèces <sup>3)</sup>	300	-	150	150	159	-	-	-	-	-	-

1) Mesures hors PCGR définies dans le présent rapport.

2) Tout montant par action antérieur au 1<sup>er</sup> 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 au premier et deuxième trimestres de 2010 et de 0,20 \$ US par action au quatrième trimestre de 2009. Le dividende du quatrième trimestre de 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)	Trimestre terminé le 30 juin	Semestre terminé le 30 juin
Produits nets des périodes terminées le 30 juin 2009	2 818 \$	5 511 \$
Augmentation (diminution) attribuable aux activités suivantes :		
Canada en amont		
Prix	28	364
Opérations de couverture réalisées	(268)	(543)
Volume	27	45
Redevances	(70)	(138)
Autres <sup>1)</sup>	278	573
Raffinage en aval	84	448
Activités non sectorielles		
Opérations de couverture latentes	314	450
Autres	(16)	(24)
<b>Produits nets des périodes terminées le 30 juin 2010</b>	<b>3 195 \$</b>	<b>6 686 \$</b>

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

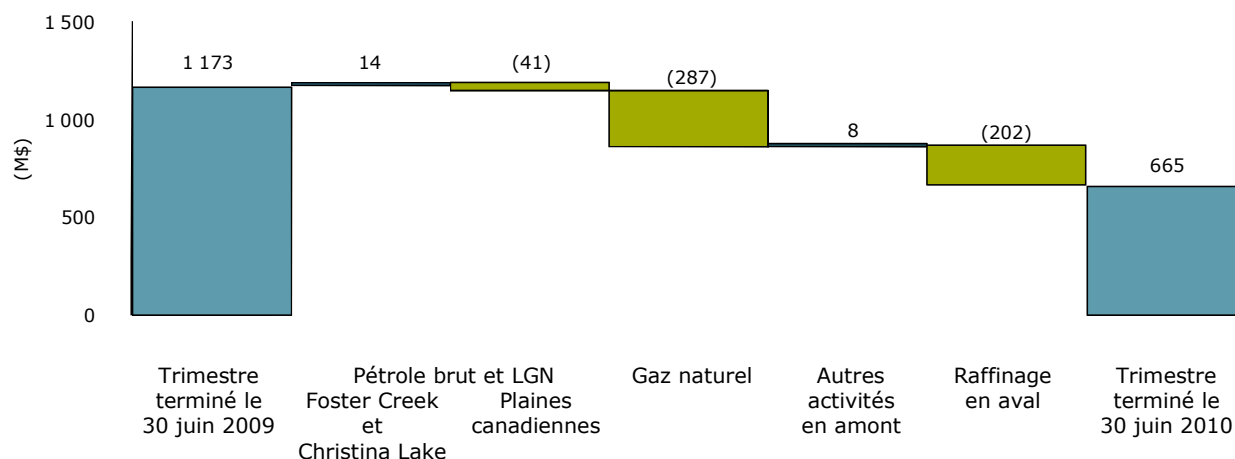
Au deuxième trimestre de 2010 et au semestre terminé le 30 juin 2010, les produits nets ont augmenté, par suite essentiellement de la hausse des volumes de production du pétrole brut et des prix connexes, en partie contrebalancée par le recul des volumes du gaz naturel, la baisse des prix obtenus et la hausse des redevances. Les produits tirés du raffinage en aval ont crû du fait de l'augmentation des prix des produits raffinés, laquelle a été annulée en partie par la contraction des volumes. Les produits nets tiennent également compte des gains de couverture latents, qui ont augmenté au deuxième trimestre et en glissement annuel. Pour de plus amples renseignements sur les produits nets de Cenovus, se reporter aux rubriques « Résultats des divisions » et « Activités non sectorielles et éliminations » du présent rapport.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS À L'EXPLOITATION

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Pétrole brut et LGN				
Foster Creek et Christina Lake	176 \$	162 \$	391 \$	233 \$
Plaines canadiennes	234	275	543	454
Gaz naturel	268	555	582	1 149
Autres activités en amont	11	3	17	14
	689	995	1 533	1 850
Raffinage en aval	(24)	178	(30)	251
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	665 \$	1 173 \$	1 503 \$	2 101 \$

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 et 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. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation ne tiennent pas compte des gains et des pertes latents de couverture qui sont inclus dans le secteur Activités non sectorielles et éliminations.

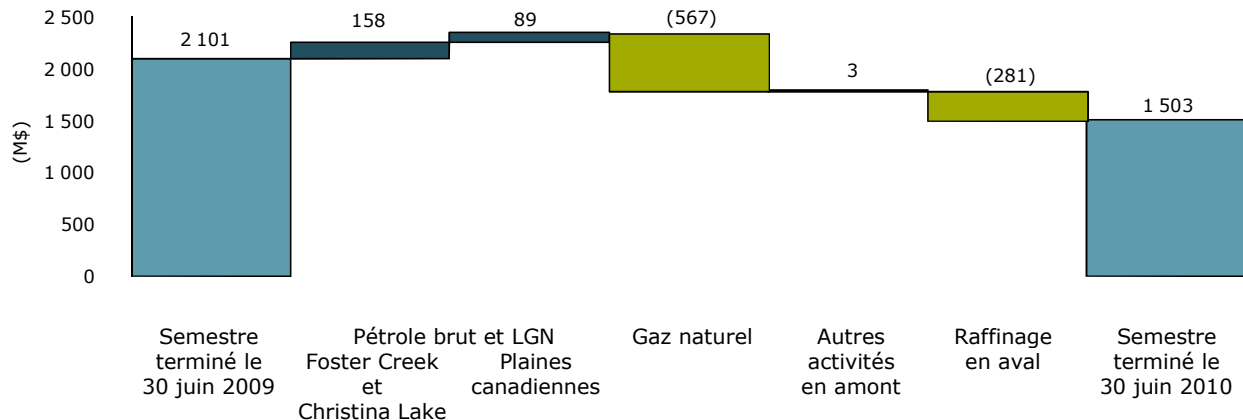
### Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2010 et 2009



Alors que les produits nets du trimestre et du semestre de 2010 ont augmenté, comme l'indique le graphique ci-dessus, les flux de trésorerie liés à l'exploitation du secteur Canada en amont ont fléchi de 306 M\$ au deuxième trimestre de 2010, en raison de la baisse des prix nets du gaz naturel attribuable au fléchissement de la production et des prix obtenus pour le gaz naturel, ainsi que du recul des prix nets du pétrole brut du fait de l'accroissement des volumes de production et des prix connexes, facteur atténué par la hausse des redevances. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation du secteur Raffinage en aval ont glissé de 202 M\$, essentiellement en raison de la hausse des coûts des produits achetés liés au pétrole brut et d'une utilisation moindre de ce dernier, par suite des révisions prévues et de l'optimisation des activités de raffinage. Pour obtenir des renseignements détaillés sur les facteurs expliquant cette baisse, se reporter à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport.



### Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009



Les flux de trésorerie liés à l'exploitation pour le semestre terminé le 30 juin 2010 ont reculé de 598 M\$. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation du secteur Canada en amont ont fléchi de 317 M\$ en raison de la baisse des prix nets du gaz naturel attribuable au fléchissement des prix obtenus pour le gaz naturel et de la production connexe, lequel a été compensé par l'augmentation des prix nets du pétrole brut du fait de l'accroissement des volumes de production et des prix connexes, ce facteur ayant été atténué par la hausse des redevances. Les flux de trésorerie liés à l'exploitation du secteur Raffinage en aval ont glissé de 281 M\$ en raison de la hausse des coûts des produits achetés liés au pétrole brut et d'une utilisation moindre de ce dernier, par suite des révisions prévues et de l'optimisation des activités de raffinage. Pour obtenir des renseignements détaillés sur les facteurs expliquant cette baisse, 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'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 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	471 \$	793 \$	1 291 \$	1 475 \$
(Ajouter) déduire :				
Variation nette des autres actifs et des autres passifs	(13)	(6)	(28)	(9)
Variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(53)	(146)	61	(202)
<b>Flux de trésorerie</b>	<b>537 \$</b>	<b>945 \$</b>	<b>1 258 \$</b>	<b>1 686 \$</b>

### Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

Au deuxième trimestre de 2010, les flux de trésorerie de Cenovus ont reculé de 408 M\$, la baisse étant principalement attribuable aux facteurs suivants :

- le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu de l'incidence des couvertures, a fléchi de 38 %, passant de 8,13 \$ le kpi<sup>3</sup> à 5,00 \$ le kpi<sup>3</sup>;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation dans le secteur en aval ont baissé de 202 M\$;
- les redevances ont augmenté de 70 M\$ à la suite essentiellement d'une augmentation des redevances versées par Foster Creek, attribuable à la récupération du coût du projet, et de la hausse des prix du pétrole brut;
- la production de gaz naturel a fléchi de 12 %;
- les charges d'exploitation liées au pétrole brut et aux LGN ont augmenté parallèlement à la hausse de la production;

- les frais généraux et frais d'administration et le montant net des intérêts débiteurs ont augmenté de 16 M\$.

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

- la charge d'impôts exigibles a diminué de 136 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 10 %.

#### Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, les flux de trésorerie de Cenovus ont reculé de 428 M\$, la baisse étant principalement attribuable aux facteurs suivants :

- le prix moyen obtenu pour le gaz naturel, compte tenu de l'incidence des couvertures, a fléchi de 37 %, passant de 8,52 \$ le kpi<sup>3</sup> à 5,40 \$ le kpi<sup>3</sup>;
- les flux de trésorerie liés à l'exploitation dans le secteur en aval ont baissé de 281 M\$;
- les redevances ont augmenté de 138 M\$ à la suite essentiellement de l'exigibilité de versements par Foster Creek du fait de la récupération des coûts du projet et de la hausse des prix du pétrole brut;
- la production de gaz naturel a fléchi de 11 %;
- les charges d'exploitation liées au pétrole brut et aux LGN ont augmenté parallèlement à la hausse de la production;
- les frais généraux et frais d'administration, et le montant net des intérêts débiteurs ont augmenté de 47 M\$.

Cette baisse des flux de trésorerie a été atténuée par les facteurs suivants :

- le prix de vente moyen des liquides s'est établi à 63,53 \$ le baril, en hausse de 24 % par rapport à 51,35 \$ le baril;
- la charge d'impôts exigibles a diminué de 219 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 12 %.

## BÉNÉFICE D'EXPLOITATION

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Bénéfice net, montant déjà établi	172 \$	160 \$	697 \$	675 \$
(Ajouter) déduire :				
Gain (perte) comptable latent, évalué à la valeur de marché, après impôts <sup>1)</sup>	16	(214)	186	(150)
Gain (perte) de change hors exploitation après impôts <sup>2)</sup>	14	(138)	16	(101)
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>142 \$</b>	<b>512 \$</b>	<b>495 \$</b>	<b>926 \$</b>

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 d'éléments hors exploitation et l'incidence des modifications des taux d'imposition des bénéfices 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.

Le recul du bénéfice d'exploitation pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 en regard de 2009 concorde avec le fléchissement des flux de trésorerie liés à l'exploitation et des flux de trésorerie, qui est décrit plus en détail ci-dessus.

## VARIATION DU BÉNÉFICE NET

(en millions de dollars canadiens)	Trimestre terminé le 30 juin	Semestre terminé le 30 juin
Bénéfice net pour les périodes terminées le 30 juin 2009	160 \$	675 \$
Augmentation (diminution) relative aux éléments suivants :		
Produits nets	377	1 175
Charges :		
Transport et vente	(107)	(232)
Produits achetés	(463)	(1 092)
Autres charges <sup>1)</sup>	89	40
Amortissement et épuisement	57	113
Impôts sur les bénéfices	59	18
<b>Bénéfice net pour les périodes terminées le 30 juin 2010</b>	<b>172 \$</b>	<b>697 \$</b>

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 deuxième trimestre de 2010 a progressé de 12 M\$ par rapport au deuxième trimestre de 2009. Les éléments répertoriés ci-dessus, qui ont réduit les flux de trésorerie de la Société au deuxième trimestre, ont aussi comprimé le bénéfice net. Au nombre des autres facteurs importants qui ont fait monter le bénéfice net du deuxième trimestre 2010 figurent les suivants :

- un gain latent évalué à la valeur du marché de 16 M\$, après impôts, contre une perte de 214 M\$, après impôts, au deuxième trimestre de 2009;
- une perte de change non réalisée de 31 M\$ au deuxième trimestre de 2010 contre une perte de 160 M\$ au deuxième trimestre de 2009;
- une diminution de 57 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;
- une économie d'impôts futurs de 10 M\$, compte non tenu de l'incidence des gains de couverture latents, au deuxième trimestre de 2010, contre une charge d'impôts futurs de 2 M\$ en 2009.

Le bénéfice net du semestre terminé le 30 juin 2010 a progressé de 22 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009. Les éléments décrits plus haut, qui ont réduit les flux de trésorerie de la Société pour le semestre terminé le 30 juin 2010 ont aussi comprimé le bénéfice net. Au nombre des autres facteurs importants qui ont fait monter le bénéfice net de 2010 figurent les suivants :

- un gain latent évalué à la valeur du marché de 186 M\$, après impôts, contre une perte de 150 M\$, après impôts, en 2009;
- une diminution de 113 M\$ de la charge d'amortissement et d'épuisement;
- un gain de change non réalisé de 1 M\$ depuis le début de l'exercice 2010 contre une perte de 107 M\$ en 2009;
- une charge d'impôts futurs de 23 M\$, compte non tenu de l'incidence des gains de couverture latents, en regard d'une économie d'impôts futurs de 44 M\$ en 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. Dans l'ensemble, le programme de couverture de la Société a eu un effet favorable sur le bénéfice net. Les renseignements qui suivent fournissent des données davantage comparables d'une période à l'autre :

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts <sup>1)</sup>	16 \$	(214) \$	186 \$	(150) \$
Gains de couverture réalisés (pertes), après impôts <sup>2)</sup>	64	250	81	448
Effets des opérations de couverture sur le bénéfice net	80 \$	36 \$	267 \$	298 \$

- 1) 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.
- 2) Inclus dans les résultats des divisions.

## DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS, MONTANT NET

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Activités pétrolières intégrées en amont	147 \$	122 \$	298 \$	277 \$
Plaines canadiennes	102	99	241	334
Raffinage en aval	168	265	370	517
Autres	13	2	14	12
Dépenses en immobilisations	430	488	923	1 140
Acquisitions	47	1	47	1
Désinvestissements	(72)	(3)	(144)	(3)
Dépenses en immobilisations, montant net	405 \$	486 \$	826 \$	1 138 \$

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, les dépenses en immobilisations ont porté principalement sur la poursuite de la mise en valeur des projets de sables pétrolifères de la division Activités pétrolières intégrées en amont et des biens pétroliers de la division Plaines canadiennes, notamment le 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 ont été financées par les flux de trésorerie. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les dépenses en immobilisations, se reporter à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport.

## Acquisitions et désinvestissements

Cenovus a poursuivi son programme de désinvestissement visant des actifs non essentiels au deuxième trimestre de 2010 et a vendu certains biens productifs de la division Plaines canadiennes pour un produit net de 67 M\$ tout en conservant son droit de redevance à l'égard de cette zone.

La Société a procédé à des acquisitions totalisant 47 M\$ au deuxième trimestre de 2010, notamment l'acquisition d'une participation dans trois secteurs de terrains non mis en valeur à Narrows Lake. Depuis le 30 juin 2010, Cenovus a conclu une entente visant la cession de ces terrains à FCCL Partnership. Au deuxième trimestre, la Société a également acquis des terrains non mis en valeur et des biens productifs au sein de sa division Plaines canadiennes.

Au premier trimestre de 2010, Cenovus a vendu à FCCL Partnership certains terrains détenus en propriété exclusive du bien de Narrows Lake, le produit net de la vente s'étant établi à 72 M\$. L'intérêt économique direct de la Société dans Narrows Lake a ainsi été ramené 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.

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Flux de trésorerie	537 \$	945 \$	1 258 \$	1 686 \$
Dépenses en immobilisations	430	488	923	1 140
Flux de trésorerie disponibles	107 \$	457 \$	335 \$	546 \$

Au deuxième trimestre de 2010, les flux de trésorerie disponibles de la Société étaient inférieurs de 350 M\$ à ceux de la période correspondante de 2009, alors que pour le premier semestre de 2010, les flux de trésorerie disponibles ont fléchi de 211 M\$. Des explications 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.

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

### Volumes de production de pétrole brut et de LGN

	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
(b/j)	2010	2010	2009	2009	2009	2009	2008	2008	2008
Pétrole brut									
Foster Creek	51 010	51 126	47 017	40 367	34 729	28 554	29 241	27 289	21 244
Christina Lake	7 716	7 420	7 319	6 305	6 530	6 635	6 170	4 620	3 670
Weyburn	18 043	17 722	18 536	18 354	18 368	18 028	17 408	17 634	17 178
Pelican Lake	23 319	23 565	23 804	25 671	23 989	26 029	24 975	27 826	27 306
Sud de l'Alberta	22 458	23 790	23 729	23 895	24 089	25 404	25 509	25 654	27 041
Plaines canadiennes – autres	4 854	5 770	5 506	5 573	5 806	5 862	6 090	6 166	6 470
Activités pétrolières intégrées – Senlac	-	-	2 221	5 080	2 574	2 334	2 623	3 135	3 281
LGN	1 166	1 156	1 183	1 242	1 184	1 213	1 158	1 167	1 204
	128 566	130 549	129 315	126 487	117 269	114 059	113 174	113 491	107 394

En regard des périodes correspondantes de 2009, la production globale de pétrole brut et de LGN a progressé de 10 % au deuxième trimestre et de 12 % depuis le début de l'exercice, pour atteindre 129 551 b/j. Les volumes de production trimestriels ont crû de 47 % à Foster Creek (61 % depuis le début de l'exercice) et de 18 % à Christina Lake (15 % depuis le début de l'exercice). Ces augmentations ont été neutralisées en partie par les reculs des autres biens de la Société, ainsi que la vente de certains biens non essentiels au deuxième trimestre de 2010 et celle du bien Senlac au quatrième trimestre de 2009. Pour de plus amples renseignements sur les variations de la production d'une période à l'autre, se reporter à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport.

### Volumes de production de gaz naturel

	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
(Mpi <sup>3</sup> /j)	2010	2010	2009	2009	2009	2009	2008	2008	2008
Sud de l'Alberta	676	699	719	741	761	777	803	815	838
Plaines canadiennes – autres	32	34	34	37	41	39	40	44	48
Activités pétrolières intégrées – autres	43	42	44	52	54	50	62	88	99
	751	775	797	830	856	866	905	947	985

En regard des périodes correspondantes de 2009, la production globale de gaz naturel a régressé de 12 % au deuxième trimestre et de 11 % depuis le début de l'exercice, pour atteindre 762 Mpi<sup>3</sup>/j. Les volumes de production trimestriels ont fléchi de 11 % dans le sud de l'Alberta (11 % depuis le début de l'exercice) par rapport au deuxième trimestre de 2009. Ce déclin de la production fait suite à des baisses prévisibles de la production, ainsi qu'à l'incidence cumulative de 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 semestre de 2010. Pour de plus amples renseignements sur la production depuis le début de l'exercice, se reporter à la rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport.

## Prix nets liés à l'exploitation - trimestre

	Trimestres terminés les 30 juin			
	2010		2009	
	Liquides (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	Liquides (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )
Prix	59,50 \$	3,78 \$	57,81 \$	3,80 \$
Redevances	9,93	0,07	5,14	0,01
Taxe à la production et impôts miniers	0,71	(0,04)	0,61	0,07
Transport et vente	1,94	0,15	1,98	0,16
Exploitation	12,07	0,94	10,61	0,83
Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées	34,85	2,66	39,47	2,73
Gain (perte) de couverture réalisé	(0,40)	1,22	1,54	4,33
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées	34,45 \$	3,88 \$	41,01 \$	7,06 \$

Le prix net moyen obtenu au deuxième trimestre de 2010 pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a baissé de 4,62 \$ le baril, du fait essentiellement de la hausse des redevances et en raison partiellement de l'augmentation des charges d'exploitation. Le prix net moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, est comparable à celui de 2009.

## Prix nets liés à l'exploitation - semestre

	Semestres terminés les 30 juin			
	2010		2009	
	Liquides (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	Liquides (\$/baril)	Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )
Prix	64,11 \$	4,53 \$	48,97 \$	4,64 \$
Redevances	9,37	0,11	4,11	0,08
Taxe à la production et impôts miniers	0,65	0,02	0,77	0,06
Transport et vente	1,87	0,18	1,84	0,17
Exploitation	11,75	0,94	11,13	0,88
Prix net, compte non tenu des opérations de couverture réalisées	40,47	3,28	31,12	3,45
Gain (perte) de couverture réalisé	(0,58)	0,87	2,38	3,88
Prix net, compte tenu des opérations de couverture réalisées	39,89 \$	4,15 \$	33,50 \$	7,33 \$

Le prix net moyen obtenu au premier semestre de 2010 pour les liquides, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a augmenté de 9,35 \$ le baril, du fait essentiellement de la hausse des prix, contrebalancée par celle des redevances. Le prix net moyen obtenu pour le gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, est comparable à celui de 2009.

La rubrique « Résultats des divisions » du présent rapport de gestion renferme des renseignements additionnels concernant les résultats d'exploitation.

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. Pour obtenir 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 projets de sables pétrolifères de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, dans le nord-est de l'Alberta, tandis que l'entité en aval est composée des raffineries Wood River (Illinois) et Borger (Texas).

Le deuxième trimestre a été marqué par les hausses significatives de la production aussi bien à Foster Creek qu'à Christina Lake, ainsi que la progression notable de la mise en valeur des autres projets de sables pétrolifères de la Société.

## FOSTER CREEK ET CHRISTINA LAKE

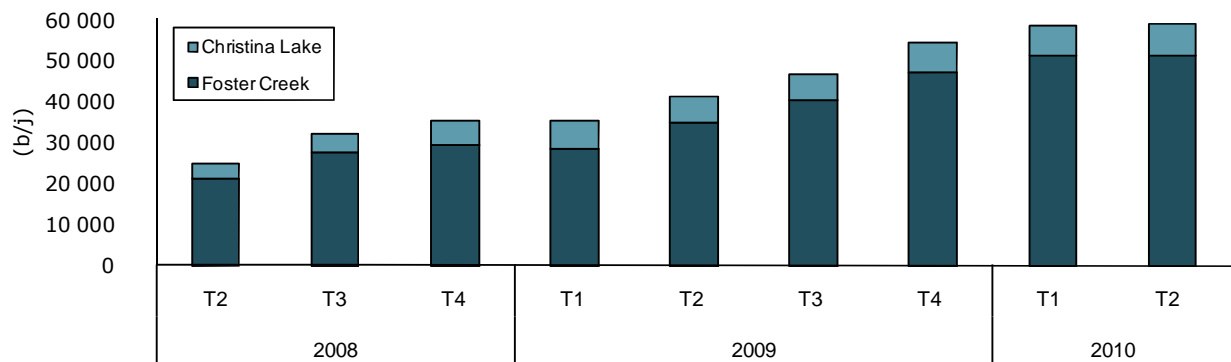
### Résultats financiers

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Produits	510 \$	309 \$	1 030 \$	485 \$
Ajouter (déduire)				
Perte (gain) de couverture réalisée	3	(16)	8	(45)
Redevances	46	2	73	3
Produits nets	461	323	949	527
Charges				
Transport et vente	224	116	437	199
Exploitation	61	45	121	95
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	176 \$	162 \$	391 \$	233 \$

### Volumes de production

Pétrole brut (b/j)	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2010	Variation entre 2010 et 2009	2009	2010	Variation entre 2010 et 2009	2009
Foster Creek	51 010	47 %	34 729	51 067	61 %	31 658
Christina Lake	7 716	18 %	6 530	7 569	15 %	6 582
	58 726	42 %	41 259	58 636	53 %	38 240

## Volumes de production par trimestre



## Variation des produits nets

### Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

(en millions de dollars canadiens)	Produits nets du trimestre terminé le 30 juin 2009	Variation des produits nets relative aux éléments suivants :				Produits nets du trimestre terminé le 30 juin 2010
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	Redevances	Autre <sup>2)</sup>	
Foster Creek et Christina Lake	323 \$	(19)	94	(44)	107	461 \$

- 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.

Au deuxième trimestre, le prix de vente moyen du pétrole brut, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, s'est établi à 54,78 \$ le baril et était donc comparable au prix de 54,88 \$ le baril enregistré en 2009. Bien que le prix du WCS en 2010 ait été supérieur à celui de 2009, cette progression a été atténuée par le fait que le condensat s'est négocié à un niveau supérieur au WTI au deuxième trimestre de 2010 alors qu'il lui était inférieur au deuxième trimestre de 2009. Au cours du deuxième trimestre de 2010, les opérations de couverture se sont soldées par une perte réalisée de 3 M\$ (0,47 \$ le baril) contre un gain de 16 M\$ (4,41 \$ le baril) au deuxième trimestre de 2009.

À Foster Creek, la production a augmenté de 47 % au deuxième trimestre de 2010, en raison de l'amplification de la production attribuable à l'expansion des phases D et E, ainsi que de l'optimisation de puits et l'accroissement de la production tirée des puits horizontaux de raccordement. À Christina Lake, la production a augmenté de 18 % au deuxième trimestre à la suite de l'amplification de la production issue de l'expansion de la phase B et de l'optimisation de puits.

Au deuxième trimestre de 2010, les redevances ont augmenté de 44 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009, Foster Creek ayant dû commencer à verser des redevances au premier trimestre de 2010 une fois récupéré le coût de projet. De plus, les taux de redevance ont crû du fait de la hausse du WTI. Pour obtenir de plus amples renseignements sur l'effet financier du paiement de redevances attribuable à la récupération du coût du projet, se reporter au rapport de gestion de Cenovus pour le trimestre terminé le 31 mars 2010. Pour le deuxième trimestre de 2010, le taux de redevance réel de Foster Creek s'est établi à 19,0 % contre 1,5 % au deuxième trimestre de 2009. Pour Christina Lake, le taux de redevance s'est élevé à 4,4 % au deuxième trimestre de 2010 contre 1,6 % 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 deuxième trimestre de 2010, les volumes de condensats ont crû du fait de l'augmentation des volumes de production. Le coût des condensats utilisés par la Société a en outre augmenté par suite d'une hausse de 33 % de leur coût moyen. C'est ainsi que les frais de transport et de vente ont atteint 224 M\$ au deuxième trimestre de 2010, en regard de 116 M\$ au deuxième trimestre de 2009.



Au deuxième trimestre de 2010, les charges d'exploitation ont atteint 61 M\$ contre 45 M\$ au deuxième trimestre de 2009, la progression s'expliquant par l'augmentation des quantités de combustible achetées, la hausse du coût des produits chimiques et l'accroissement du personnel sur le terrain en raison de l'amplification de la production.

#### Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009

(en millions de dollars canadiens)	Produits nets du semestre terminé le 30 juin 2009	Variation des produits nets relative aux éléments suivants				Produits nets du semestre terminé le 30 juin 2010
		Prix <sup>1)</sup>	Volume	Redevances	Autre <sup>2)</sup>	
Foster Creek et Christina Lake	527 \$	90	170	(70)	232	949 \$

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.

Au premier semestre, le prix de vente moyen du pétrole brut de la Société, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a augmenté de 30 % pour s'établir à 58,83 \$ par rapport à la période correspondante de 2009. Il concordait donc avec la hausse du WCS en glissement annuel. Les opérations de couverture au premier semestre de 2010 ont entraîné une perte réalisée de 8 M\$ (0,72 \$ le baril) contre un gain de 45 M\$ (6,76 \$ le baril) en 2009.

À Foster Creek, la production a augmenté de 61 % au cours du semestre terminé le 30 juin 2010 par rapport à 2009, en raison principalement de l'expansion des phases D et E, dont la production a démarré à la fin du premier trimestre de 2009, ainsi que de l'optimisation de puits et l'accroissement de la production tirée des puits horizontaux de raccordement. À Christina Lake, la production a augmenté de 15 % au premier semestre de 2010 en regard de 2009 à la suite de l'amplification de la production issue de l'expansion de la phase B et de l'optimisation de puits.

Depuis le début de l'exercice, les redevances ont augmenté de 70 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009, Foster Creek ayant dû commencer à verser des redevances au premier trimestre de 2010 une fois récupéré le coût de projet. De plus, les taux de redevance ont crû du fait de la hausse du WTI. Pour le premier semestre de 2010, le taux de redevance réel s'est établi à 14,5 % pour Foster Creek (1,4 % en 2009) et à 4,2 % pour Christina Lake (1,3 % en 2009).

Les frais de transport et de vente se composent principalement du coût des condensats, lesquels ont augmenté pour s'établir à 437 M\$ au premier semestre de 2010, étant donné que les volumes de condensats nécessaire ont crû du fait de l'augmentation susmentionnée de la production et de la hausse de 42 % du coût moyen des condensats.

Au premier semestre de 2010, les charges d'exploitation ont atteint 121 M\$ contre 95 M\$ à la période correspondante de 2009, la progression s'expliquant par l'augmentation des quantités de combustible achetées, la hausse du coût des produits chimiques et l'accroissement du personnel sur le terrain en raison de l'amplification de la production.

## RAFFINAGE EN AVAL

### Résultats financiers

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Produits	1 610 \$	1 526 \$	3 128 \$	2 680 \$
Charges				
Exploitation	110	129	249	276
Produits achetés	1 524	1 219	2 909	2 153
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	(24) \$	178 \$	(30) \$	251 \$

## Exploitation des raffineries<sup>1)</sup>

	Trimestres terminés les		Semestres terminés les	
	30 juin		30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Capacité liée au pétrole brut ( <i>milliers de barils par jour ou « kb/j »</i> )	452	452	452	452
Production de pétrole brut ( <i>kb/j</i> )	379	404	367	401
Taux d'utilisation du pétrole brut (%)	84	89	81	89
Produits raffinés ( <i>kb/j</i> )	398	428	388	425

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 deuxième trimestre de 2010, les raffineries de la Société ont utilisé en moyenne 84 % (81 % depuis le début de l'exercice) de leur capacité de raffinage, contre 89 % pour le deuxième trimestre de 2009 (89 % depuis le début de l'exercice). Ce taux d'utilisation est inférieur en raison de révisions prévues aux raffineries de Wood River et de Borger et de travaux d'entretien.

La hausse des prix du marché des produits raffinés au deuxième trimestre de 2010 a été en partie contrebalancée par la réduction des volumes attribuable aux révisions prévues au cours du trimestre, entraînant une augmentation de 6 % des produits d'une période à l'autre. Pour le semestre terminé le 30 juin 2010 par rapport à 2009, les produits ont crû de 17 % en raison de la hausse du prix des produits raffinés qui concorde avec la progression des prix de référence. Le coût des produits achetés, qui est établi selon la méthode du premier entré, premier sorti, a grimpé de 25 % au deuxième trimestre de 2010 et de 35 % depuis le début de l'exercice par rapport aux périodes correspondantes de 2009. Le coût des produits achetés, principalement du pétrole brut, a représenté 93 % des charges totales du deuxième trimestre de 2010, contre 90 % au deuxième trimestre de 2009 et 92 % des charges totales du premier semestre de 2010, contre 89 % en 2009.

Les charges d'exploitation, constituées principalement de la main-d'œuvre, des services publics et des fournitures, ont diminué de 15 % au deuxième trimestre de 2010 et de 10 % au semestre terminé le 30 juin 2010, à la suite d'un renforcement des taux moyens du dollar canadien durant ces périodes qui a été contrebalancé par les coûts liés aux révisions des deux raffineries et une hausse des prix des services publics qu'utilisent les raffineries.

Les flux de trésorerie liés à l'exploitation pour le deuxième trimestre de 2010 ont reculé de 202 M\$ par rapport au deuxième 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 des révisions prévues aux raffineries Wood River et Borger et de la baisse de l'utilisation de la capacité de raffinage. Depuis le début de l'exercice 2010, les flux de trésorerie liés à l'exploitation ont régressé de 281 M\$, en raison essentiellement des facteurs à l'origine des variations du deuxième trimestre de 2009 par rapport au deuxième trimestre de 2010.

## DIVISION ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES – AUTRES BIENS

La division Activités pétrolières intégrées gère également les activités liées au gaz naturel détenues en propriété exclusive de la Société à Athabasca. Par suite essentiellement des baisses normales de rendement, la production de Cenovus issue d'Athabasca a fléchi pour s'établir à 43 Mpi<sup>3</sup>/j au deuxième trimestre de 2010 (54 Mpi<sup>3</sup>/j en 2009) et à 42 Mpi<sup>3</sup>/j au premier semestre de 2010 (52 Mpi<sup>3</sup>/j en 2009). Au quatrième trimestre de 2009, la Société a vendu les actifs liés au pétrole lourd de Senlac. La production de Senlac s'est établie, au deuxième trimestre de 2009, à 2 574 b/j et, au premier semestre de 2009, à 2 455 b/j.

## DIVISION ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES INTÉGRÉES – DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Activités en amont				
Foster Creek	52 \$	59 \$	109 \$	124 \$
Christina Lake	84	49	147	105
Autres	11	14	42	48
	<b>147</b>	<b>122</b>	<b>298</b>	<b>277</b>
Raffinage en aval				
Wood River	140	239	321	470
Borger	28	26	49	47
	<b>168</b>	<b>265</b>	<b>370</b>	<b>517</b>
Division Activités pétrolières intégrées – total	<b>315 \$</b>	<b>387 \$</b>	<b>668 \$</b>	<b>794 \$</b>

Les dépenses en immobilisations de la Société dans les activités en amont en 2010 ont visé essentiellement la poursuite de la mise en valeur des prochaines phases des projets 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 deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice, les dépenses en immobilisations à Foster Creek ont 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 au forage de puits stratigraphiques, aux activités de déblocage de l'usine et aux dépenses relatives à la prochaine phase d'expansion.

À Christina Lake, les dépenses en immobilisations ont augmenté au deuxième trimestre de 2010 et depuis le début de l'exercice par rapport à 2009 par suite de l'accroissement du forage de plateforme liées à l'expansion de la phase C et au forage d'un nombre accru de puits stratigraphiques.

Cenovus a décidé de devancer d'environ six mois l'achèvement de la phase D de Christina Lake. Dans l'attente de l'approbation en temps opportun des autorités de réglementation et des partenaires, il est prévu de devancer d'au plus 12 mois l'achèvement de la phase F de Foster Creek et de la phase E de Christina Lake.

Les puits stratigraphiques forés à Foster Creek et à Christina Lake sont en vue des prochaines phases d'expansion, tandis que les puits forés à Narrows Lake, à Telephone Lake et dans d'autres nouveaux projets visaient à évaluer la qualité des projets de la Société et à appuyer les demandes d'approbation réglementaire. Le tableau ci-après présente le résumé des puits stratigraphiques nets forés au cours du premier semestre de chaque exercice :

	Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009
Foster Creek	35	33
Christina Lake	12	14
Narrows Lake	18	-
Telephone Lake	26	-
Autres nouveaux projets	7	-
	<b>98</b>	<b>47</b>

Les autres dépenses en immobilisations en 2010 visent surtout le forage de puits stratigraphiques et le processus réglementaire menant à l'approbation des nouvelles zones de sables pétrolifères de la Société. En 2009, les autres dépenses en immobilisations étaient axées sur la mise en valeur continue des biens gaziers de l'Athabasca et des biens pétroliers de Senlac.

Les dépenses en immobilisations que la Société a affectées aux activités de raffinage en aval en 2010 visaient toujours le projet CORE à la raffinerie Wood River. Pour 2010, des dépenses en immobilisations de 321 \$M affectées à Wood River, une tranche de 262 M\$ concernait le projet CORE. Au 30 juin 2010, son état d'avancement étant de 82 % environ, le projet CORE devrait être achevé et en service vers le milieu de 2011, le total des coûts prévus présentant une variation inférieure à 10 % par rapport au budget de 3,6 G\$ US (quote-part nette de Cenovus : 1,8 G\$ US). 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 avaient trait aux projets d'optimisation et d'entretien des installations de raffinage ainsi qu'à des initiatives de combustible propre et autres initiatives environnementales visant la réduction des émissions.

## DIVISION PLAINES CANADIENNES

### Pétrole brut et LGN

#### Résultats financiers

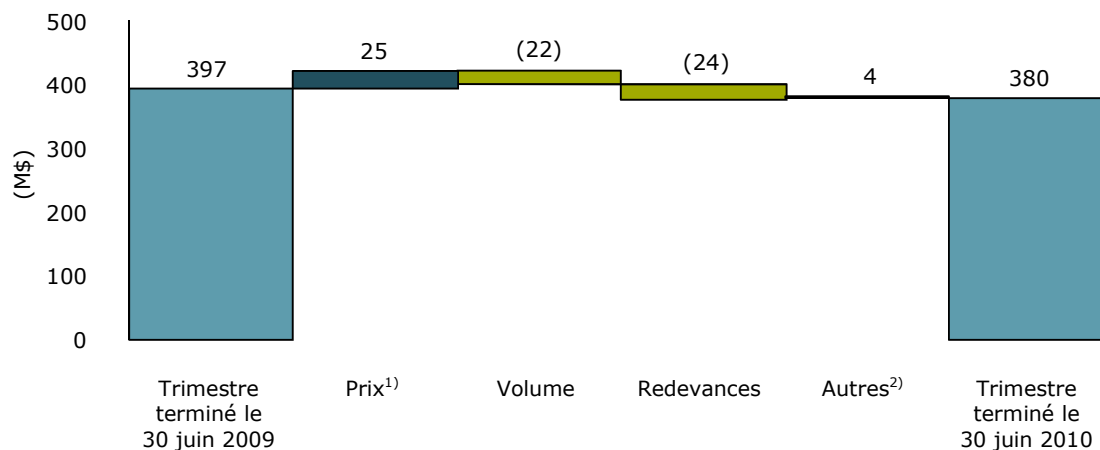
(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Produits	454 \$	445 \$	984 \$	785 \$
Déduire (ajouter)				
Perte (gain) de couverture réalisée	2	-	6	(3)
Redevances	72	48	146	77
Produits nets	380	397	832	711
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	8	7	15	16
Transport et vente	56	51	120	114
Exploitation	82	64	154	127
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	234 \$	275 \$	543 \$	454 \$

#### Volumes de production

(b/j)	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2010	Variation entre 2010 et 2009	2009	2010	Variation entre 2010 et 2009	2009
Pétrole lourd						
Pelican Lake	23 319	-3 %	23 989	23 441	-6 %	25 004
Sud de l'Alberta	12 253	-10 %	13 654	12 769	-11 %	14 320
Pétrole léger et moyen						
Weyburn	18 043	-2 %	18 368	17 883	-2 %	18 199
Sud de l'Alberta	10 205	-2 %	10 435	10 352	-1 %	10 456
Autres	4 854	-16 %	5 806	5 309	-8 %	5 801
LGN	1 166	-2 %	1 184	1 161	-3 %	1 199
	69 840	-5 %	73 436	70 915	-5 %	74 979

## Variation des produits nets

### Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2010 et 2009



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 progressé de 7 % pour s'établir à 63,53 \$ le baril au deuxième trimestre de 2010, contre 59,42 \$ le baril en 2009, ayant en cela suivi les hausses des cours de référence. Au cours du deuxième trimestre, les pertes de couverture réalisées se sont élevées à 2 M\$ (0,34 \$ le baril) en regard d'un gain de moins de 1 M\$ (0,04 \$ le baril) en 2009.

À Weyburn, les volumes de production ont fléchi de 2 % au deuxième trimestre de 2010 par rapport à 2009, étant donné que les réductions de volume attribuables à l'interruption de la production aux fins d'entretien ont atténué les hausses de volume issues des programmes d'optimisation de puits et d'injection. À Pelican Lake, les volumes ont fléchi de 3 % au deuxième trimestre par suite essentiellement de baisses prévisibles du rendement contrebalancées par l'accroissement de la production du fait de la minoration des interruptions de production aux fins d'entretien en 2010. Dans le sud de l'Alberta, la production de pétrole a reculé de 7 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, du fait essentiellement de baisses prévisibles du rendement et des interruptions de la production en raison des conditions météorologiques. Les autres volumes de production ont baissé en raison du désinvestissement de certains biens non essentiels qui, avant le désinvestissement, affichaient une production de 441 b/j au deuxième trimestre de 2010 (2 060 b/j en 2009), diminution atténuée par la nouvelle production issue de la région de Lower Shaunavon en Saskatchewan.

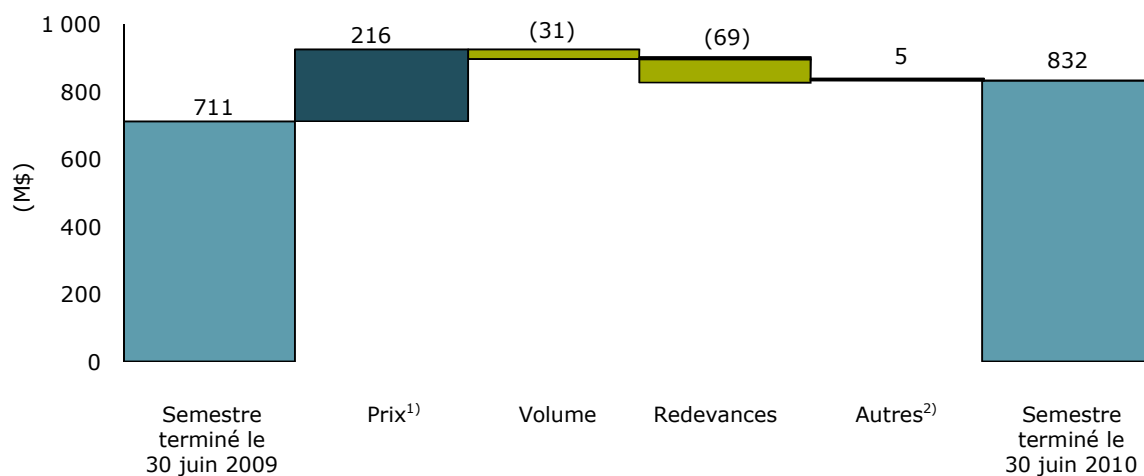
Au deuxième trimestre de 2010, les redevances se sont chiffrées à 72 M\$, en hausse de 24 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009, à la suite de l'augmentation des prix des marchandises, ainsi que de la progression des taux de redevance attribuable à cette augmentation. Le taux de redevance moyen réel sur le pétrole brut au deuxième trimestre de 2010 a été de 17,6 % (13,0 % en 2009).

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

Au deuxième trimestre, les frais de transport et de vente ont augmenté de 5 M\$ étant donné que la hausse de 24 % du coût moyen des condensats a été contrebalancée partiellement par une baisse de 12 % des quantités de condensats utilisés pour fluidifier le pétrole lourd.

Au deuxième trimestre, les charges d'exploitation se sont élevées à 82 M\$ contre 64 M\$ au deuxième trimestre de 2009, la hausse s'expliquant par l'accroissement des activités de reconditionnement, de réparation et d'entretien, la majoration des tarifs d'électricité et l'augmentation de la consommation de produits chimiques à Pelican Lake. 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.

## Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009



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.

Pour le premier semestre, le prix de vente moyen du pétrole brut et des LGN, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a progressé de 34 % pour s'établir à 68,44 \$ le baril par rapport à la période correspondante de 2009, ayant en cela suivi les hausses des cours de référence. Au cours du premier semestre de 2010, les pertes de couverture réalisées se sont élevées à 6 M\$ (0,47 \$ le baril) en regard d'un gain de 3 M\$ (0,24 \$ le baril) au premier semestre de 2009.

La production au premier semestre de 2010 a fléchi par rapport à la période correspondante de 2009, en raison de baisses prévisibles de rendement, d'interruptions de la production aux fins d'entretien et d'enjeux opérationnels dans le sud de l'Alberta. Ces réductions ont été atténuées par l'amplification de la production issue aussi bien des optimisations de puits à Weyburn que des nouveaux puits dans le sud de l'Alberta et dans la région de Lower Shaunavon en Saskatchewan. Au deuxième trimestre de 2010, la Société a procédé au désinvestissement de certains biens non essentiels qui, avant le désinvestissement, affichaient une production de 895 b/j depuis le début de l'exercice (1 825 b/j en 2009).

Pour le semestre, les redevances se sont chiffrées à 146 M\$, en hausse de 69 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009, à la suite de l'augmentation des prix des marchandises, ainsi que de la progression des taux de redevance attribuable à cette augmentation. Par conséquent, le taux de redevance moyen réel sur le pétrole brut pour la période s'est établi à 17,0 % par rapport à 11,9 % en 2009.

La taxe à la production et les impôts miniers ont été du même ordre qu'à la période correspondante de 2009.

Au premier semestre de 2010, les frais de transport et de vente ont augmenté de 6 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009 étant donné que la hausse de 26 % du coût moyen des condensats a été contrebalancée partiellement par une baisse de 16 % des quantités de condensats utilisés pour fluidifier le pétrole lourd.

Depuis le début de l'exercice 2010, les charges d'exploitation se sont élevées à 154 M\$ contre 127 M\$ en 2009, la hausse s'expliquant par l'accroissement des activités de reconditionnement, de réparation et d'entretien, l'augmentation de la consommation de produits chimiques à Pelican Lake, ainsi que la majoration des prix de l'électricité et des coûts indirects.

## Gaz naturel

### Résultats financiers

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Produits	247 \$	275 \$	595 \$	678 \$
Déduire (ajouter)				
Perte (gain) de couverture réalisée	(76)	(283)	(110)	(536)
Redevances	3	3	9	11
Produits nets	320	555	696	1 203
Charges				
Taxe à la production et impôts miniers	(2)	6	3	10
Transport et vente	10	12	24	25
Exploitation	60	60	119	124
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	252 \$	477 \$	550 \$	1 044 \$

### Volumes de production

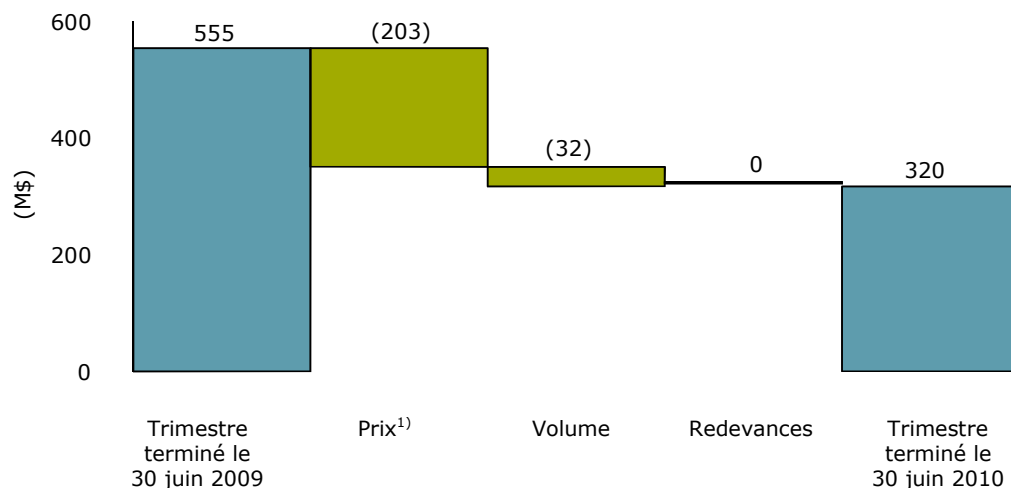
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2010	Variation entre 2010 et 2009	2009	2010	Variation entre 2010 et 2009	2009
Sud de l'Alberta	676	-11 %	761	688	-11 %	769
Autres	32	-22 %	41	32	-20 %	40
	708	-12 %	802	720	-11 %	809

La hausse du prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, qui s'est établi à 3,84 \$ le kpi<sup>3</sup> au deuxième trimestre de 2010 en regard de 3,77 \$ le kpi<sup>3</sup> au deuxième trimestre de 2009, a suivi la progression du prix de référence AECO. Pour le trimestre, la Société a réalisé un gain de couverture de 76 M\$ (1,17 \$ le kpi<sup>3</sup>), soit une baisse de 207 M\$ par rapport au gain de 283 M\$ (3,88 \$ le kpi<sup>3</sup>) enregistré à la période correspondante de 2009. La diminution des gains de couverture réalisés découle du prix de 6,18 \$ le kpi<sup>3</sup> que la Société a réglé pour les contrats à prix fixe pour la période, prix inférieur d'environ 3,00 \$ le kpi<sup>3</sup> à celui de la période correspondante de 2009. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les prix exacts du programme de couverture, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

Au cours du premier semestre, le prix moyen du gaz naturel, compte non tenu des opérations de couverture réalisées, a fléchi de 0,07 \$ le kpi<sup>3</sup> comparativement à la période correspondante de 2009, ce qui concorde avec le recul du prix de référence AECO. En 2010, la Société a réalisé un gain de couverture de 110 M\$ (0,84 \$ le kpi<sup>3</sup>), soit une baisse notable par rapport au gain de 536 M\$ (3,66 \$ le kpi<sup>3</sup>) réalisé en 2009. Le changement du prix de règlement pour les contrats à prix fixe décrit ci-dessus est à l'origine du déclin des gains de couverture réalisés. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les prix exacts du programme de couverture, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

## Variation des produits nets

### Comparaison des trimestres terminés les 30 juin 2010 et 2009



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

Les volumes de production dans le sud de l'Alberta ont régressé de 11 % au deuxième trimestre de 2010, par rapport à la période correspondante de 2009, à la suite des baisses prévisibles du rendement, de l'effet cumulatif de la diminution des activités de forage et de raccordement tout au long de 2009, vu la faiblesse du prix des marchandises, ainsi que du report du forage et de la complétion de puits en raison du mauvais temps au premier semestre de 2010. Le recul a été atténué par l'accroissement de la production découlant des biens de méthane houiller (« MH ») de la Société et la production issue des puits forés en 2009 et raccordés en 2010.

Les redevances au deuxième trimestre de 2010 ont été du même ordre que celles de 2009. Le taux de redevance réel au deuxième trimestre de 2010 s'est établi à 1,0 % (1,3 % en 2009).

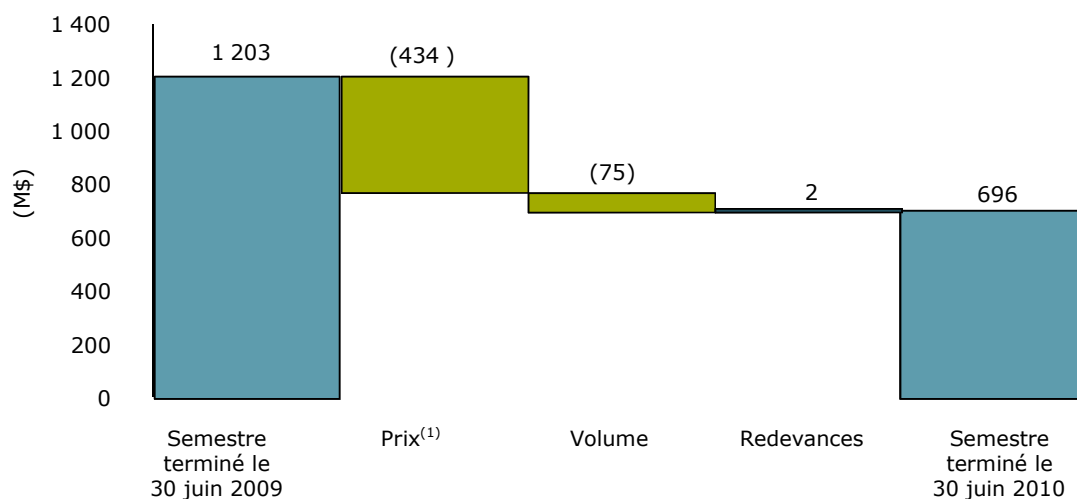
Au deuxième trimestre de 2010, la taxe à la production et les impôts miniers ont diminué de 8 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009, principalement du fait de la baisse des prix et des volumes en 2010 et de la finalisation en 2010 de montants estimés en 2009.

Les frais de transport et de vente au deuxième trimestre ont été analogues à ceux de la période correspondante de 2009.

Les charges d'exploitation du deuxième trimestre de 2010 ont été comparables à celles de 2009, étant donné que la hausse des prix de l'électricité et des activités de reconditionnement a été contrebalancée par le fléchissement des salaires et des coûts liés aux travaux de réparation et d'entretien.



## Comparaison des semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009



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

Les volumes de production dans le sud de l'Alberta ont régressé de 11 % au 30 juin en glissement annuel, à la suite des baisses prévisibles du rendement, de l'effet cumulatif de la diminution des activités de forage et de raccordement tout au long de 2009, vu la faiblesse du prix des marchandises, ainsi que du report du forage et de la complétion de puits en raison du mauvais temps en 2010. Le recul a été atténué par l'accroissement de la production découlant des biens de MH de la Société et la production issue des puits forés en 2009 et raccordés en 2010.

Les redevances pour la période ont fléchi en raison de la contraction des volumes. Le taux de redevance réel pour le semestre terminé le 30 juin 2010 s'est établi à 1,5 % (1,6 % en 2009).

Au premier semestre de 2010, la taxe à la production et les impôts miniers ont diminué de 7 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009, principalement du fait de la baisse des prix et des volumes en 2010 et de la finalisation en 2010 de montants estimés en 2009.

Les frais de transport et de vente au semestre terminé le 30 juin 2010 ont été analogues à ceux de la période correspondante de 2009.

Les charges d'exploitation de la période ont reculé de 4 % pour s'établir à 119 M\$, principalement en raison de la diminution des travaux de réparation et d'entretien.

## Plaines canadiennes – Autres

### Résultats financiers

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Produits	415 \$	236 \$	830 \$	467 \$
Charges				
Exploitation	7	6	12	11
Produits achetés	402	228	806	446
Flux de trésorerie liés à l'exploitation	6 \$	2 \$	12 \$	10 \$

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 des produits et des charges au titre des produits achetés pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 s'explique en grande partie par l'accroissement des volumes, aussi bien du pétrole brut que du gaz naturel, 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

Les dépenses en immobilisations de la division Plaines canadiennes se sont élevées à 102 M\$ au deuxième trimestre de 2010 (99 M\$ en 2009) et à 241 M\$ pour le semestre terminé le 30 juin 2010 (334 M\$ en 2009). La baisse de 93 M\$ par rapport au premier semestre de 2009 s'explique essentiellement par les intempéries de l'hiver, le dégel printanier hâtif et les mauvaises conditions météorologiques qui se sont poursuivies au deuxième trimestre, facteurs qui ont entraîné le report de certains investissements prévus du premier semestre de 2010 à plus tard dans l'année.

La division Plaines canadiennes a foré 16 puits nets (56 puits nets en 2009) au deuxième trimestre de 2010. Pour le semestre, Cenovus a foré 137 puits nets (430 puits nets en 2009). Le nombre de puits forés a diminué en 2010 en raison des mauvaises conditions météorologiques qui ont restreint l'accès aux concessions de Cenovus.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, une tranche approximative de 81 % des dépenses en immobilisations visait les biens liés au pétrole brut (42 % en 2009) et avait trait principalement au capital d'entretien et à l'injection de polymères dans la grande région de Pelican Lake, au forage et aux travaux en usine à Weyburn ainsi qu'au forage dans les nouveaux projets de mise en valeur de la région Lower Shaunavon en Saskatchewan et de Bakken. Les dépenses en immobilisations englobaient 54 puits de développement de pétrole nets (28 puits de développement de pétrole nets en 2009), ainsi que six puits d'exploration de pétrole nets et 78 puits de développement de gaz (402 puits en 2009). Cenovus a également procédé à la remise en production de 409 puits (410 remises en production en 2009), dont la plupart sont destinés au MH. En outre, la Société a foré 33 puits stratigraphiques au projet Grand Rapids, dans la grande région de Pelican Lake (18 puits en 2009), afin de mieux connaître les réserves existantes sur ses concessions.

## ACTIVITÉS NON SECTORIELLES ET ÉLIMINATIONS

### Résultats financiers

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Produits	(18) \$	(316) \$	199 \$	(227) \$
Charges				
Exploitation	(3)	3	1	22
Produits achetés	(38)	(22)	(62)	(38)
Amortissement et épuisement	12	12	20	25
<b>Bénéfice sectoriel (perte)</b>	<b>11 \$</b>	<b>(309) \$</b>	<b>240 \$</b>	<b>(236) \$</b>

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.

Le secteur Activités non sectorielles et éliminations comprend en outre les coûts à l'échelle de Cenovus au titre des frais généraux et frais d'administration et des activités de financement composés des éléments suivants :

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Frais généraux et frais d'administration	59 \$	52 \$	111 \$	93 \$
Intérêts, montant net	66	57	131	102
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	18	12	40	23
(Gain) perte de change, montant net	28	143	1	91
(Gain) perte sur cession	9	-	8	-
	<b>180 \$</b>	<b>264 \$</b>	<b>291 \$</b>	<b>309 \$</b>

Les frais généraux et frais d'administration ont augmenté de 7 M\$ au deuxième trimestre de 2010 par rapport à la période correspondante de 2009 (augmentation de 18 M\$ depuis le début de l'exercice), par suite essentiellement d'une hausse des salaires et des charges sociales liée à la mise en œuvre de notre plan stratégique décennal et à l'achèvement de la transition au statut de société indépendante.

Au deuxième trimestre de 2010, les intérêts nets se sont élevés à 66 M\$, soit 9 M\$ de plus qu'au deuxième trimestre de 2009 (augmentation de 29 M\$ depuis le début de l'exercice). Cette augmentation au cours du deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice 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 aux périodes correspondantes de 2009. Toujours au deuxième trimestre de 2010, un montant de 4 M\$ (8 M\$ depuis le début de l'exercice) a été imputé à l'amortissement du coût de financement lié à la mise en place des programmes de financement par emprunts de la Société. Au 30 juin 2010, le taux d'intérêt moyen pondéré sur l'encours de la dette de Cenovus était de 5,6 % contre 5,5 % au 30 juin 2009.

La Société a inscrit une perte de change de 28 M\$ au deuxième trimestre de 2010, en regard d'une perte de 143 M\$ en 2009, dont la majeure partie est latente. La dépréciation du dollar canadien au cours du deuxième trimestre de 2010 a donné lieu à une perte latente sur la dette de la Société libellée en dollars américains, qui a été en partie annulée par un gain latent sur l'effet à recevoir liée à l'apport à la coentreprise libellé en dollars américains. Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, la Société a constaté une perte de change de 1 M\$ (perte de 91 M\$ en 2009).

## 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 période indiquée. 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 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Produits				
Pétrole brut	118 \$	(17) \$	116 \$	(48) \$
Gaz naturel	(98)	(277)	145	(141)
	20	(294)	261	(189)
Charges	(2)	3	2	22
	22	(297)	259	(211)
Charge (économie) d'impôts sur les bénéfices	6	(83)	73	(61)
Gains (pertes) latents évalués à la valeur de marché, après impôts	<b>16 \$</b>	<b>(214) \$</b>	<b>186 \$</b>	<b>(150) \$</b>

## AMORTISSEMENT ET ÉPUISEMENT

La charge d'amortissement et d'épuisement s'est établie à 325 M\$ au deuxième trimestre de 2010 (382 M\$ en 2009) et à 649 M\$ au semestre terminé le 30 juin 2010 (762 M\$ en 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 a reculé, puisqu'elle s'est chiffrée à 264 M\$ pour le deuxième trimestre de 2010 (316 M\$ en 2009) et à 529 M\$ depuis le début de l'exercice (620 M\$ en 2009), essentiellement du fait d'une diminution du taux d'amortissement et d'épuisement, atténuée par des volumes de production à la hausse. La charge d'amortissement et d'épuisement des actifs des activités de raffinage en aval s'est élevée à 49 M\$ au deuxième trimestre de 2010 (54 M\$ en 2009) et à 100 M\$ depuis le début de l'exercice (117 M\$ en 2009). La diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement des actifs des activités de raffinage s'explique 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 deuxième trimestre de 2010 s'est élevée à 11 M\$, en baisse de 59 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009. La charge d'impôts exigibles au deuxième trimestre de 2010 s'est établie à 15 M\$ contre 151 M\$ au deuxième trimestre de 2009, et l'économie d'impôts futurs s'est chiffrée à 4 M\$, contre une économie d'impôts de 81 M\$ en 2009.

Depuis le début de l'exercice, la charge d'impôts sur les bénéfices s'est élevée à 126 M\$, en baisse de 18 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009. La charge d'impôts exigibles au deuxième trimestre de 2010 s'est établie à 30 M\$ (249 M\$ en 2009). La charge d'impôts futurs s'est chiffrée à 96 M\$, contre une économie d'impôts de 105 M\$ pour la période correspondante de 2009.

De la comparaison des deuxièmes trimestres de 2010 et de 2009 et des premiers semestres de 2010 et de 2009, il ressort que la charge d'impôts exigibles a baissé et que la charge d'impôts futurs a augmenté, en raison principalement des réclamations émises à partir des catégories fiscales que Cenovus avait obtenues à la suite de l'arrangement.

Pour le deuxième trimestre de 2010, le taux d'imposition effectif de Cenovus s'est établi à 6,0 % (15,3 % depuis le début de l'exercice) contre 30,4 % pour la période correspondante de 2009 (17,6 % depuis le début de l'exercice). Les baisses pour le trimestre et le semestre à l'étude sont attribuables avant tout à deux facteurs : l'incidence des écarts permanents sur les résultats avant impôts, qui ont été dans l'ensemble inférieurs pour le trimestre, ainsi que la constatation d'un avantage fiscal découlant de la perte relative aux entités de la Société aux États-Unis comparativement au bénéfice enregistré en 2009.

Il convient de remarquer que la charge d'impôts du deuxième trimestre et du premier semestre 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 imposables 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. La Société estime que la provision pour impôts est suffisante.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

(en millions de dollars canadiens)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Flux de trésorerie nets liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	471 \$	793 \$	1 291 \$	1 475 \$
Activités d'investissement	(468)	(532)	(840)	(1 250)
Flux de trésorerie nets compte non tenu des				
activités de financement	3	261	451	225
Activités de financement	16	(392)	(187)	(281)
Gain (perte) de change sur la trésorerie et les				
équivalents de trésorerie détenus en devises	(7)	(3)	(10)	(5)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des				
équivalents de trésorerie	12 \$	(134) \$	254 \$	(61) \$

### ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Le montant net des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation a baissé par rapport à 2009, de 322 M\$ au deuxième trimestre et de 184 M\$ au premier semestre. Les flux de trésorerie se sont élevés à 537 M\$ au deuxième trimestre contre 945 M\$ pour la période correspondante de 2009 et à 1 258 M\$ pour le premier semestre contre 1 686 M\$ en 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.

Compte non tenu des actifs et des passifs au titre de la gestion des risques, le fonds de roulement de Cenovus s'élevait à 708 M\$ au 30 juin 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 pour le trimestre terminé le 30 juin 2010 a baissé pour s'établir à 468 M\$, en regard de 532 M\$ pour la période correspondante de 2009. Le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement depuis le début de l'exercice s'est établi à 840 M\$, en baisse de 410 M\$ par rapport à la période correspondante de 2009. Les dépenses en immobilisations ont reculé de 489 M\$ en 2009 à 477 M\$ au deuxième trimestre de 2010. En outre, depuis le début de l'exercice, elles accusent une régression de 171 M\$ par rapport à 2009 puisqu'elles se chiffrent à 970 M\$. Le total du produit liés à des désinvestissements en 2010 se chiffre à 144 M\$, dont une tranche de 72 M\$ imputable au second trimestre. La variation nette des éléments hors trésorerie du fonds de roulement a comprimé la trésorerie de 63 M\$ au deuxième trimestre de 2010, (59 M\$ en 2009) et de 16 M\$ au premier semestre de 2010 (126 M\$ en 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, qui expire le 30 novembre 2012, et d'une seconde tranche de 500 M\$ sur 364 jours, qui expire le 29 novembre 2010. Au 30 juin 2010, la tranche inutilisée au titre de cette facilité s'élevait à 2,3 G\$. La dette à long terme de Cenovus, qui se chiffre à 3 821 M\$ au 30 juin 2010, comprend une tranche de 165 M\$ au titre des obligations de remboursement de capital liée à l'émission de billets de trésorerie. Ces montants sont entièrement garantis par la tranche sur trois ans de la facilité de crédit consortiale renouvelable, laquelle n'est assortie d'aucune obligation de remboursement pour les 12 prochains mois. La Société respecte actuellement tous ses engagements financiers connexes.

Le 26 mai 2010, la Société a déposé un prospectus visant l'échange de billets de premier rang à 4,50 % échéant en 2014 d'un capital global d'au plus 800 M\$ US, de billets de premier rang à 5,70 % échéant en 2019 d'un capital global d'au plus 1 300 M\$ US et de billets de premier rang à 6,75 % échéant en 2039 d'un capital global d'au plus 1 400 M\$ US inscrits en vertu de la loi des États-Unis intitulée *Securities Act of 1933*, dans sa version modifiée, contre une partie ou la totalité de ses billets à 4,50 %, billets à 5,70 % et billets à 6,75 % en circulation et émis le 18 septembre 2009 dans le cadre d'une opération dispensée d'inscription. L'offre d'échange a débuté le 28 mai 2010, a été prolongée le 28 juin 2010 et a pris fin le 30 juin 2010. La totalité des billets à 4,50 % et à 6,75 % et la quasi totalité des billets à 5,70 % ont été échangés conformément aux modalités de l'offre d'échange.

Le 24 juin 2010, Cenovus a déposé au Canada un prospectus préalable de base visant des billets à moyen terme non garantis d'un montant de 1,5 G\$. Le prospectus préalable déposé au Canada permet à la Société d'émettre à l'occasion des billets à moyen terme libellés en dollars canadiens ou en d'autres devises dans le cadre d'un ou plusieurs placements. Les modalités des billets, notamment en ce qui a trait au taux d'intérêt fixe ou variable et les dates d'expiration, seront établies à la date d'émission. Au 30 juin 2010, une tranche de 1,5 G\$ au titre du prospectus préalable demeure inutilisée. Le prospectus préalable déposé au Canada est valide jusqu'en juillet 2012.

Le 7 juillet 2010, Cenovus a déposé aux États-Unis un prospectus préalable de base visant des billets à moyen terme non garantis d'un montant de 1,5 G\$ US. Le prospectus préalable déposé aux États-Unis permet à la Société d'émettre à l'occasion des billets à moyen terme libellés en dollars américains ou en d'autres devises dans le cadre d'un ou plusieurs placements. Les modalités des billets, notamment en ce qui a trait au taux d'intérêt fixe ou variable et les dates d'expiration, seront établies à la date d'émission. Le prospectus préalable déposé aux États-Unis est valide jusqu'en août 2012.

La Société a déclaré et versé des dividendes de 0,20 \$ par action aux premier et deuxième trimestres de 2010. Les versements de dividendes pour le premier semestre de 2010 ont totalisé 300 M\$. Le versement d'un dividende est laissé à l'appréciation du conseil et réexaminé tous les trimestres.

Le montant net des flux de trésorerie provenant des activités de financement au deuxième trimestre de 2010 s'est élevé à 16 M\$ contre un montant net des flux de trésorerie affectés aux activités de financement de 392 M\$ en 2009. Le montant net des flux de trésorerie affectés aux activités de financement pour le semestre terminé le 30 juin 2010 s'est établi à 187 M\$ (281 M\$ en 2009). Au 30 juin 2010, la dette de Cenovus, y compris la tranche à moins d'un an, s'établissait à 3 821 M\$ contre 3 656 M\$ au 31 décembre 2009.

## RATIOS FINANCIERS

	30 juin 2010	31 décembre 2009
Ratio dette/capitaux permanents	28 %	28 %
Ratio dette/BAIIA ajusté	1,2 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. La dette s'entend des parties à court terme et à long terme de la dette à long terme. Ces ratios permettent de contrôler la structure du capital de la Société.

Cenovus vise un ratio dette nette/capitaux permanents de 30 % à 40 % et un ratio dette/BAIIA ajusté de 1,0 à 2,0. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la structure du capital de la Société, se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés intermédiaires.

## 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. Au 30 juin 2010, 751,8 millions d'actions ordinaires étaient en circulation et aucune action privilégiée de premier ou de second rang n'était en circulation.

Au cours du deuxième trimestre de 2010, le conseil a approuvé un plan de réinvestissement de dividendes (« PRD »), qui permet aux porteurs d'actions ordinaires de réinvestir automatiquement dans des actions ordinaires une partie ou la totalité des dividendes en numéraire versés sur leurs actions ordinaires. Au gré de la Société, les actions ordinaires additionnelles peuvent être émises sur le capital autorisé au cours moyen du marché ou peuvent être achetées sur le marché au cours alors en vigueur. Pour la période terminée le 30 juin 2010, aucune action ordinaire n'a été émise sur le capital autorisé pour satisfaire à des obligations au titre du PRD. Pour obtenir 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. 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 pourraient gonfler le coût des produits de la Société et contracter 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 rapport de gestion de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 présente une évaluation circonstanciée de ces dispositions réglementaires, ainsi que de la stratégie et de la performance de Cenovus. En outre, la position de la Société par rapport au Carbon Disclosure Project se trouve sur son site Web. Cenovus continue de mettre à jour cette information chaque trimestre.

## TRANSPARENCE ET RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Cenovus s'engage à exercer ses activités de façon responsable et comprend bien l'importance de faire rapport aux parties prenantes de façon transparente et responsable. La Société communique non seulement l'information exigée aux termes des lois et règlements mais aussi de l'information qui décrit plus amplement ses activités, ses politiques, outre les possibilités qui s'ouvrent à elle et les risques qu'elle court.

La Société est en train d'examiner sa politique en matière de responsabilité d'entreprise afin de s'assurer que celle-ci continue de soutenir ses engagements, sa stratégie et sa communication d'information tout en cadrant avec ses objectifs et procédés de nature commerciale. À l'avenir, Cenovus verra à ce que la communication de l'information en matière de responsabilité d'entreprise corresponde à cette politique et soit axée sur l'amélioration de la performance. Pour ce faire, elle assurera le suivi et contrôle continu de ses indicateurs de performance en matière de responsabilité d'entreprise.

En juillet 2010, la section du site Web de Cenovus concernant la responsabilité d'entreprise a fait l'objet de mises à jour, notamment la présentation des mesures de performance en matière de responsabilité d'entreprise pour 2009 (*Corporate Responsibility 2009 Performance Measures*) qui présente les résultats de la Société à l'égard de divers indicateurs.

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 ET RÉGIME DE REDEVANCES DE L'ALBERTA

Le 11 mars 2010, le gouvernement albertain décrivait les modifications apportées à la structure des redevances de l'Alberta, lesquelles prévoyaient notamment ce qui suit :

- 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 initialement en même temps que le programme incitant à forer de nouveaux puits dans le cadre du programme d'encouragement énergétique. Ce programme, rendu public le 3 mars 2009, devait prendre fin le 31 mars 2011, mais il est désormais en place de façon permanente.
- 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<sup>er</sup> janvier 2011, aucun autre puits ne sera autorisé en vertu du programme de redevances transitoires (« PRT ») entré en vigueur le 1<sup>er</sup> 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.

Le 27 mai 2010, le gouvernement de l'Alberta a rendu publique une autre mise à jour du régime de redevances, qui vise principalement à appuyer le forage gazier profond et à améliorer les paramètres économiques relatifs aux zones gazières non classiques, ainsi qu'au forage pétrolier et gazier horizontal. Les modifications dévoilées dans le communiqué du gouvernement de l'Alberta entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2011 pour tous les puits forés après le 1<sup>er</sup> mai 2010, sauf en ce qui concerne les sables pétrolifères. Les répercussions de cette mise à jour seront notamment les suivantes :

- Un taux de redevance maximal de 5 % pour tous les produits de puits pétroliers horizontaux et de puits horizontaux non bitumineux (selon le sens attribué à *horizontal oil wells* et à *horizontal non-oil sands wells* par la CERE), les limites en matière de volume et de nombre de mois de production étant établies en fonction de la profondeur du puits.
- Les puits définis comme des puits horizontaux de gaz naturel (*horizontal natural gas wells*) par la CERE seront assortis d'un taux de redevance maximal de 5 % visant l'ensemble de la production pendant une période de 18 mois de production ou une production de 500 Mpi<sup>3</sup> d'équivalent gaz.
- Les puits de MH en production uniquement dans des zones de charbon selon la définition de la CERE seront assortis d'un taux de redevance maximal de 5 % visant l'ensemble des produits pendant les 36 premiers mois moyennant une limite de production de 750 Mpi<sup>3</sup> d'équivalent gaz.
- En plus d'être simplifié et modifié, le programme de forage profond - gaz naturel a été rendu permanent. Parmi les modifications, citons la réduction de la profondeur de puits minimale à 2 000 mètres, l'élimination des restrictions visant les cibles et l'espacement de puits, ainsi que la délimitation des bassins; l'admissibilité de tous les puits latéraux aux crédits, l'accroissement des crédits pour le forage de 3 500 à 5 000 mètres et l'élimination de la profondeur de puits maximale.

Le communiqué de mai 2010 comprenait des mises à jour aux barèmes de redevance du pétrole classique et du gaz naturel. La date d'entrée en vigueur des nouveaux barèmes est le 1<sup>er</sup> janvier 2011.

Pour Cenovus, la principale conséquence des modifications au régime de redevances consistera en une amélioration des paramètres économiques relatifs au programme de forage visant certains biens de la division Plaines canadiennes et toute future mise en valeur d'huile de schiste en Alberta.

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 efficacités 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 a été rendu public au deuxième trimestre de 2010, le rapport définitif étant attendu d'ici à la fin de l'année.

## CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS

### Mode de présentation

Les résultats de la Société pour le semestre allant du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2010 ainsi que pour la période de un mois allant du 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier au 30 novembre 2009, 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<sup>er</sup> 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 30 juin 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<sup>er</sup> 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 30 juin 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 se terminant 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 ses rapports de gestion pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 et l'exercice terminé le 31 décembre 2009. 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, y compris la nouvelle norme sur les contreparties qui devrait être publiée au cours de 2010.

La mise en œuvre des modifications des processus et des systèmes nécessaires à la présentation en vertu des IFRS est terminée. Ces modifications sont actuellement utilisées pour la préparation et l'inscription de la version préliminaire des opérations et soldes en vertu des IFRS.

La Société prépare actuellement la version préliminaire de son bilan d'ouverture IFRS et elle prévoit entreprendre la préparation des résultats financiers trimestriels IFRS de 2010 au troisième trimestre de 2010. Elle a également commencé à dresser les états financiers IFRS pour le trimestre se terminant le 31 mars 2011 et pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2011.

Cenovus a terminé la mise à jour de la documentation sur les contrôles internes relativement au bilan d'ouverture IFRS et elle met à jour présentement la documentation relative aux ajustements IFRS mensuels, y compris les contrôles relatifs à l'exhaustivité des ajustements. Cenovus entend mettre à jour la documentation visant les processus de présentation de l'information financière externe, notamment les contrôles et procédures visant l'information à fournir, au quatrième trimestre de 2010.

En ce qui concerne les compétences financières, les séances de formation systématiques sur les IFRS ont débuté dans l'ensemble de la Société au deuxième trimestre de 2010. Ces séances de formation donnent à un grand nombre d'employés de toutes catégories une vue d'ensemble des IFRS. D'autres séances de formation sont prévues, dont une à l'intention des salariés spécialisés dans les finances et la présentation de l'information financière qui traite en détail des méthodes comptables IFRS et des pratiques de travail connexes. Le programme de formation de la Société se poursuivra jusqu'en 2011.

La formation des parties prenantes externes devrait se poursuivre jusqu'en 2011, pendant que la Société met la dernière main à son bilan d'ouverture IFRS et calcule les 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 d'obtenir un rendement global attrayant pour les actionnaires grâce aux stratégies suivantes :

- Une forte croissance de la production relative aux sables pétrolifères, principalement au moyen de l'expansion des biens Foster Creek et Christina Lake. En outre, la Société dispose d'un large éventail de nouveaux projets de sables pétrolifères et elle détient un intérêt économique direct de 100 % dans un grand nombre d'entre eux.
- La poursuite de la mise en oeuvre des ressources de la Société en phases multiples selon une approche inspirée de la fabrication et permettant de bénéficier de processus reproductibles et adaptables ainsi que de coûts peu élevés;
- Une position de chef de file dans la mise en valeur de projets de sables pétrolifères à faible coût grâce à la technologie et au respect continu de la santé et sécurité des salariés, à la priorité accordée à une performance environnementale de pointe et au dialogue constructif avec les parties prenantes.
- 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.
- Le maintien d'un dividende significatif.

Cenovus est d'avis que la demande mondiale de pétrole continuera de croître, ce qui devrait donner lieu à de faibles augmentations du WTI alors que l'écart entre le brut léger et le brut lourd ne devrait pas subir de variation notable dans un avenir prévisible. Ces facteurs seront atténués par les prévisions de prix relativement faibles pour le gaz naturel et les marges de raffinage. En revanche, les principaux obstacles que la Société se doit de gérer avec sagacité pour favoriser sa croissance sont la volatilité des prix des marchandises, le cadre réglementaire en matière d'environnement, les mesures gouvernementales et la concurrence au sein du secteur. 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. Elle prévoit également procéder au désinvestissement de certains actifs non essentiels et, à cet égard, a encaissé à ce jour un produit de 144 M\$. Ses actifs liés au pétrole brut classique et au gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan jouent un rôle crucial dans la génération de flux de trésorerie disponibles pour accroître la production liée aux sables pétrolifères. Le plan d'affaires décennal de la Société précise comment elle entend atteindre une production nette liée aux sables pétrolifères de 300 000 b/j d'ici à la fin de 2019. Pour parvenir à ses fins, Cenovus compte poursuivre l'expansion de Foster Creek et de Christina Lake, outre qu'elle prévoit entreprendre de nouveaux projets à Grand Rapids, à Telephone Lake et à Narrows Lake.

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 en 2009 et en 2010, elle ne peut garantir que ce sera toujours le cas.

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, de la valeur future projetée ou de la valeur de l'actif net, 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 et les ressources, les biens importants, 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 Mpi<sup>3</sup>/j à 760 Mpi<sup>3</sup>/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 et 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 752 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](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur [www.sec.gov](http://www.sec.gov), et étant accessibles sur [www.cenovus.com](http://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 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 :

<u>Pétrole et liquides du gaz naturel</u>		<u>Gaz naturel</u>	
b	Baril	kpi <sup>3</sup>	millier de pieds cubes
b/j	baril par jour	Mpi <sup>3</sup>	million de pieds cubes
kb/l	millier de barils par jour	Mpi <sup>3</sup> /j	million de pieds cubes par jour
LGN	liquides du gaz naturel	MBtu	million d'unités thermales britanniques
bep	baril d'équivalent pétrole	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. 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.

## 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. sur le site Web de la Société au [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com).