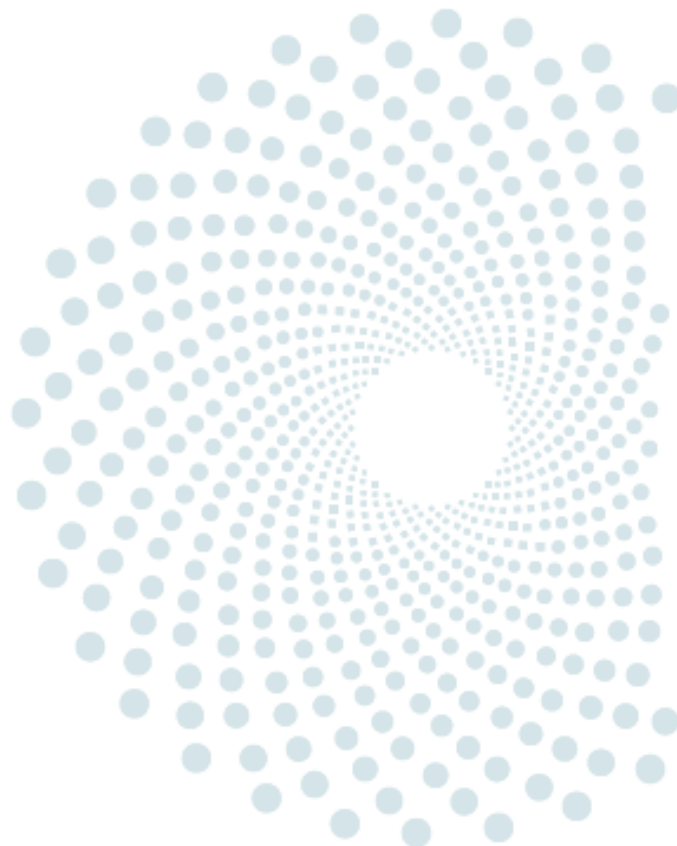


# Notice annuelle



---

pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010  
Le 24 février 2011

**cenovus**  
ENERGY

---

## TABLE DES MATIÈRES

ÉNONCÉS PROSPECTIFS .....	1
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE .....	2
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE NOTRE ENTREPRISE .....	3
DESCRIPTION DE NOTRE ENTREPRISE .....	5
Segment des sables bitumineux .....	6
Segment classique .....	10
Raffinage et commercialisation .....	13
DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ .....	15
Communication des données relatives aux réserves .....	16
Définitions, notes aux tableaux des données relatives aux réserves et hypothèses de prix .....	19
Coûts de développement futurs .....	21
Rapprochement des réserves .....	22
Renseignements supplémentaires sur les données relatives aux réserves .....	23
Incertitudes ou facteurs importants ayant une incidence sur les données relatives aux réserves .....	25
Ressources éventuelles et prometteuses .....	25
Autres renseignements pétroliers et gaziers .....	29
AUTRES RENSEIGNEMENTS .....	39
Concurrence .....	39
Considérations environnementales .....	39
Politiques sociales et environnementales .....	40
Employés .....	41
Activités à l'étranger .....	41
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION .....	42
COMITÉ D'AUDIT .....	48
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS .....	50
DIVIDENDES .....	52
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES .....	52
FACTEURS DE RISQUE .....	53
POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES RÉGLEMENTAIRES .....	65
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES .....	65
CONTRATS IMPORTANTS .....	66
EXPERTS INTÉRESSÉS .....	66
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES .....	66
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES .....	67
ABRÉVIATIONS .....	69
ANNEXE A	Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants
ANNEXE B	Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information
ANNEXE C	Mandat du comité d'audit

## ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle (la « notice annuelle ») renferme certains énoncés prospectifs et autres renseignements (appelés collectivement les « énoncés prospectifs ») au sujet de nos attentes, estimations et prévisions actuelles, que nous avons formulés en tenant compte de notre expérience et de notre perception des tendances historiques. Les énoncés prospectifs dans la présente notice annuelle se distinguent habituellement par l'utilisation du mode conditionnel, de mots comme « prévoir », « croire », « s'attendre à », « planifier », « projeter », « cibler », « viser », « envisager », « se concentrer », « vision », « objectif », « proposé », « perspective », « potentiel » ou de termes semblables suggérant une issue future, y compris des déclarations concernant notre stratégie de croissance et les échéanciers connexes, la valeur ou la valeur liquidative futures projetées, les résultats financiers et d'exploitation prévus, les dépenses en immobilisations planifiées, la production future prévue, y compris le rythme, la stabilité et la croissance de celle-ci, les estimations de coûts de découvertes et de développement; les réserves prévues et les estimations des ressources éventuelles et prometteuses, les dividendes éventuels et la stratégie de croissance des dividendes, les échéanciers prévus relativement à l'obtention future d'approbations des organismes de réglementation, des associés ou du personnel à l'interne, les prix des marchandises projetés, l'utilisation et la mise au point futures de technologies et la plus-value projetée de la valeur pour les actionnaires. Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment aux énoncés prospectifs, puisque nos résultats réels peuvent différer considérablement de ceux que laissent entendre, explicitement ou implicitement, ces énoncés.

Pour mettre au point des énoncés prospectifs, il est nécessaire de formuler un certain nombre d'hypothèses et de tenir compte de certains risques et incertitudes, dont certains sont propres à Cenovus alors que d'autres visent l'ensemble du secteur d'activité.

Les facteurs ou hypothèses sur lesquels reposent les énoncés prospectifs concernent notamment : nos principes directeurs actuels, dont certaines hypothèses font partie inhérente, que vous pouvez obtenir sur notre site Web, [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com); les niveaux prévus de nos dépenses en immobilisations, la souplesse de nos plans d'investissement en capital et des sources de financement connexes, les estimations des quantités récupérables de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel sur nos terrains et d'autres sources qui ne sont pas actuellement qualifiées de réserves prouvées; la capacité d'obtenir les approbations nécessaires des organismes de réglementation ou de nos associés; la mise en œuvre réussie et en temps opportun de nos projets d'immobilisations; notre capacité à générer des flux de trésorerie tirés de l'exploitation suffisants pour combler nos obligations actuelles et futures; et d'autres risques et incertitudes décrits de temps à autre dans les documents que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

Les facteurs de risque et incertitudes qui pourraient faire en sorte que nos résultats réels diffèrent considérablement des résultats prévus comprennent, notamment, la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses formulées à cet égard; l'efficacité de notre programme de gestion des risques, dont l'incidence de l'utilisation d'instruments dérivés et notre accès à diverses sources de capital; l'exactitude des estimations des coûts; la fluctuation du prix des marchandises, des devises et des taux d'intérêt; la fluctuation de l'offre et de la demande des produits; la concurrence sur le marché, y compris celle en provenance de sources d'énergie de remplacement; les risques inhérents à nos activités de commercialisation, y compris les risques de crédit; le maintien d'un ratio emprunts/flux de trésorerie souhaitable; notre capacité de faire appel à des sources externes de capitaux d'emprunt ou de capitaux propres; le succès de nos stratégies de couverture; l'exactitude des estimations de nos réserves et ressources et de notre production future; notre capacité de remplacer et d'accroître les réserves de pétrole et de gaz; notre capacité et la capacité de ConocoPhillips de continuer à entretenir notre relation et de gérer et d'exploiter avec succès notre entreprise intégrée de pétrole lourd; la fiabilité de nos actifs; les interruptions éventuelles ou les difficultés techniques inattendues dans la mise au point de nouveaux produits et procédés de fabrication; les marges de raffinage et de commercialisation; l'échec éventuel des nouveaux produits à obtenir leur acceptation sur le marché; les augmentations de coût inattendues ou les difficultés d'ordre technique dans la construction ou la modification d'installations de fabrication ou de raffinage; les difficultés inattendues dans la fabrication, le transport ou le raffinage du pétrole brut en pétrole et en produits chimiques à deux raffineries; les risques associés à la technologie et à son application à notre entreprise; le rythme et les coûts de construction de puits et de pipelines; notre capacité d'assurer le transport adéquat des produits; l'évolution du cadre réglementaire en Alberta, y compris l'évolution du

processus d'obtention d'approbations des organismes de réglementation et de la réglementation et des lois en matière d'affectation du sol, de redevances, d'impôts, d'environnement, de gaz à effet de serre, de carbone et autres ou de l'interprétation de cette réglementation et de ces lois, telles qu'elles sont proposées ou adoptées, leur incidence et les coûts associés à leur observation; la date de mise en œuvre prévue et l'incidence attendue de différentes prises de position, modifications et normes comptables sur notre entreprise, nos résultats financiers et nos états financiers consolidés; l'évolution de la conjoncture générale, des marchés et des conditions commerciales; la situation politique et économique des pays où nous exerçons nos activités; la réalisation d'événements inattendus, comme une guerre ou des menaces d'actes terroristes, et l'instabilité en découlant; et les risques liés aux mesures de réglementation et aux poursuites judiciaires actuelles et futures éventuelles à notre rencontre.

Nous tenons à aviser les lecteurs que les listes qui précèdent ne sont pas exhaustives et sont faites à la date des présentes. Pour consulter un exposé complet de nos facteurs de risque importants, veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle. Les lecteurs devraient également se reporter à la rubrique « Gestion des risques » de notre rapport de gestion courant ainsi qu'aux facteurs de risque décrits dans d'autres documents que nous déposons à l'occasion auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières et qui peuvent être obtenus sur les sites Web [www.sedar.com](http://www.sedar.com), [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com).

## STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Cenovus a été constituée le 30 novembre 2009 sous le régime de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA ») par suite de la fusion de 7050372 Canada Inc. et de Cenovus Energy Inc. (auparavant, Encana Finance Ltd., désignée « Filiale inc. ») aux termes d'un arrangement en vertu de la LCSA (l'« arrangement ») visant, entre autres, 7050372 Canada Inc., Filiale inc. et Encana Corporation (« Encana »). Le 1<sup>er</sup> janvier 2011, nous avons fusionné avec notre filiale en propriété exclusive, Cenovus Marketing Holdings Ltd., au moyen d'un plan d'arrangement approuvé par la Cour du banc de la Reine de l'Alberta.

Dans la présente notice annuelle, à moins d'indications contraires ou que le contexte n'exige une interprétation différente, les renvois aux mots « nous », « notre », « nos », « sa », « son », « société » ou « Cenovus » incluent un renvoi aux filiales de Cenovus Energy Inc. et aux participations dans des sociétés en nom collectif que détiennent Cenovus et ses filiales et, s'ils renvoient à des renseignements datant d'une période autre que celle visée par le présent document, aux filiales d'Encana et aux participations détenues par Encana avant la clôture de l'arrangement.

Notre bureau principal et siège social est situé au 4000, 421 – 7 Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 4K9.

### Liens intersociétés

Le tableau qui suit présente nos principales filiales et sociétés en nom collectif en date du 1<sup>er</sup> janvier 2011 :

Filiales et sociétés en nom collectif	Pourcentage de propriété <sup>1)</sup>	Territoire de constitution, de prorogation ou de formation
Cenovus FCCL Ltd.	100	Alberta
Cenovus US Refinery Holdings <sup>2)</sup>	100	Delaware
FCCL Partnership (« FCCL ») <sup>3)</sup>	50	Alberta
WRB Refining LP (« WRB ») <sup>4)</sup>	50	Delaware

#### Notes :

- 1) Comprend les participations directes et indirectes.
- 2) Une société en nom collectif du Delaware; avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2011, s'est vu céder les participations de Cenovus Refinery Services LLC.
- 3) La participation de Cenovus est détenue par l'entremise de Cenovus FCCL Ltd., l'associé exploitant et directeur de FCCL Partnership.
- 4) Le 31 décembre 2010, WRB Refining LLC a été convertie d'une société à responsabilité limitée à une société en commandite, WRB Refining LP.

Le tableau précédent comprend toutes nos filiales et sociétés en nom collectif dont les actifs totaux dépassent 10 pour cent du total de nos actifs consolidés, ou dont le chiffre d'affaires et les produits d'exploitation dépassent 10 pour cent du total de notre chiffre d'affaires et de nos produits d'exploitation consolidés. Les actifs et les produits d'exploitation de nos filiales et sociétés en nom collectif qui ne sont pas nommées ne dépassaient pas 20 pour cent du total de nos actifs consolidés ou du total de notre chiffre d'affaires et de nos produits d'exploitation consolidés au 31 décembre 2010 et pour l'exercice terminé à cette date.

## DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE NOTRE ENTREPRISE

Cenovus est une société pétrolière canadienne établie à Calgary, en Alberta. Nos activités comprennent le développement de terrains de sables bitumineux et la production établie de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan. Nous avons également des participations dans deux raffineries en Illinois et au Texas, aux États-Unis.

Nous avons entrepris nos activités indépendantes le 1<sup>er</sup> décembre 2009 après la scission d'Encana en deux sociétés d'énergie ouvertes indépendantes : Cenovus et Encana.

### Nos activités

Nos secteurs d'exploitation isolables s'établissent comme suit :

- le secteur **en amont**, qui englobe le développement et la production par Cenovus de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN au Canada, est divisé en deux segments isolables :
  - le segment **sables bitumineux**, qui comprend les actifs de production de bitume de Cenovus à Foster Creek et à Christina Lake, des actifs de pétrole brut à Pelican Lake, des actifs situés dans de nouvelles zones de ressources, comme Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake, ainsi que des actifs de gaz naturel dans la région d'Athabasca. Certains terrains de sables bitumineux de la société, plus particulièrement ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, sont détenus en copropriété avec ConocoPhillips, une société ouverte américaine non apparentée, et sont exploités par Cenovus;
  - le segment **classique**, qui comprend le développement et la production de pétrole brut classique, de gaz naturel et de LGN dans l'Ouest canadien;
- le secteur **raffinage et commercialisation**, qui est axé sur le raffinage de produits de pétrole brut en pétrole et en produits chimiques à deux raffineries situées aux États-Unis. Nous détenons conjointement les raffineries avec ConocoPhillips, qui en est l'exploitant. Le secteur commercialise également le pétrole brut et le gaz naturel de Cenovus ainsi que les achats et les ventes auprès de tiers de produits qui procurent 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;
- le secteur **activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement les gains et les pertes latents inscrits sur les 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 réalisés et les pertes subies sont inscrits dans le secteur d'exploitation auquel est rattaché l'instrument dérivé. Les éliminations ont trait au chiffre d'affaires, aux produits d'exploitation et aux produits achetés dans le cadre d'opérations intersectorielles, lesquels sont inscrits aux prix de cession en fonction des prix courants du marché, et aux profits intersectoriels latents sur les stocks.

Les secteurs d'exploitation isolables présentés précédemment ont été modifiés par rapport à ceux présentés au cours de périodes antérieures afin qu'ils correspondent davantage à nos objectifs commerciaux à long terme. Les renseignements des périodes antérieures ont été mis à jour de manière à ce que leur présentation tienne compte de la nouvelle présentation.

## Historique pour les trois dernières années

Le texte suivant décrit les événements marquants au cours des trois dernières années à l'égard de notre entreprise :

### 2010

- À la fin du deuxième trimestre, une demande visant le projet Narrows Lake dans la région de Christina Lake a été présentée à l'Energy Resources Conservation Board (l'« ERCB ») et au ministère de l'Environnement de l'Alberta. Le projet est détenu conjointement avec ConocoPhillips et devrait être développé en deux ou trois phases et avoir une capacité de production de 130 000 barils de bitume par jour.
- Au cours du troisième trimestre de 2010, l'approbation des organismes de réglementation a été obtenue pour les phases F, G et H du projet de Foster Creek. La capacité de production prévue de chaque phase d'agrandissement est de 30 000 barils par jour, pour un total de 90 000 barils de bitume par jour.
- Au cours du quatrième trimestre de 2010, nous avons lancé notre projet pilote de Grand Rapids après avoir obtenu l'approbation du ministère de l'Environnement de l'Alberta à cet égard. Nous avons reçu l'approbation de l'ERCB relativement au projet au cours du deuxième trimestre de 2010.

### 2009

- Au cours du premier trimestre de 2009, deux nouvelles phases d'agrandissement ont été mises en service à Foster Creek. La phase D et la phase E ont ajouté une capacité de 60 000 barils de bitume par jour, augmentant ainsi la capacité de production à Foster Creek pour la porter à environ 120 000 barils de bitume par jour.
- Au cours du deuxième trimestre de 2009, une demande réglementaire conjointe visant les phases F, G et H de Foster Creek a été présentée à l'ERCB et au ministère de l'Environnement de l'Alberta.
- Au cours du quatrième trimestre de 2009, la FCCL a sanctionné la phase suivante, la phase D, de l'agrandissement à Christina Lake, qui devrait augmenter la capacité de production de 40 000 barils de bitume par jour en 2013.
- Au cours du quatrième trimestre de 2009, une demande réglementaire conjointe réunissant les phases E, F et G à Christina Lake a été présentée à l'ERCB et au ministère de l'Environnement de l'Alberta. Chaque phase devrait augmenter la capacité de production de 40 000 barils de bitume par jour.
- Le 1<sup>er</sup> décembre 2009, nous avons commencé nos activités à titre de société ouverte indépendante après avoir conclu l'arrangement avec Encana. Dans le cadre de l'arrangement, les actionnaires d'Encana ont reçu une action ordinaire de Cenovus et une nouvelle action ordinaire d'Encana pour chaque action ordinaire d'Encana détenue.

### 2008

- Au cours du deuxième trimestre de 2008, la phase B de l'agrandissement à Christina Lake a été mise en service. Cette phase a permis d'ajouter 8 000 barils de bitume par jour à la capacité de production, augmentant ainsi la capacité de production totale à Christina Lake pour la porter à environ 18 000 barils de bitume par jour.
- Au cours du troisième trimestre de 2008, la raffinerie de Wood River a reçu les approbations des organismes de réglementation lui permettant de commencer la construction sur le projet d'agrandissement de l'installation de cokéfaction et de raffinage (« CORE »). L'agrandissement devrait plus que doubler la capacité de raffinage de pétrole brut lourd pour la porter à environ 240 000 barils par jour et augmenter la capacité de raffinage de pétrole brut de 50 000 barils par jour pour la porter à environ 356 000 barils par jour.

## DESCRIPTION DE NOTRE ENTREPRISE

La carte suivante indique les emplacements de nos actifs, y compris de nos actifs de raffinage, au 31 décembre 2010.



## **Généralités**

La totalité de nos réserves et de notre production est située au Canada. Au 31 décembre 2010, nos avoirs fonciers représentaient environ 7,2 millions d'acres nettes et des réserves prouvées (notre quote-part avant redevances) d'environ 1 154 millions de barils de bitume, 169 millions de barils de pétrole lourd, 111 millions de barils de pétrole moyen et de pétrole léger et de LGN et 1 390 milliards de pieds cubes de gaz naturel. Le facteur de durée estimative des réserves prouvées au 31 décembre 2010 s'établissait à environ 18 ans. Nous avons aussi des réserves probables (notre quote-part avant redevances) d'environ 523 millions de barils de bitume, 97 millions de barils de pétrole lourd, 49 millions de barils de pétrole léger et de pétrole moyen et de LGN et 410 milliards de pieds cubes de gaz naturel au 31 décembre 2010.

Le texte suivant décrit, plus en détail, nos activités.

### **Segment des sables bitumineux**

Le secteur des sables bitumineux comprend nos actifs de production de bitume des régions de Foster Creek et de Christina Lake ainsi que nos actifs de pétrole lourd dans la région de Pelican Lake, nos actifs situés dans de nouvelles zones de ressources, comme Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake, et nos actifs de gaz naturel dans la région d'Athabasca. Nous détenons conjointement avec ConocoPhillips, une société ouverte américaine non apparentée, les actifs des régions de Foster Creek et de Christina Lake ainsi que le terrain de Narrows Lake.

FCCL est propriétaire des terrains de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, ainsi que d'autres participations dans des actifs de bitume. Cenovus FCCL Ltd., notre filiale en propriété exclusive, est l'associé exploitant et directeur de FCCL, et détient 50 pour cent de FCCL. FCCL a un comité de direction composé de trois représentants de Cenovus et de trois représentants de ConocoPhillips, chaque société détenant des droits de vote égaux.

En 2010, les dépenses en immobilisations de 867 millions de dollars dans nos activités relatives aux sables bitumineux ont servi principalement à l'agrandissement de la capacité de production de FCCL. FCCL prévoit augmenter sa capacité de production pour la porter à environ 218 000 barils de bitume par jour en provenance des installations regroupées de Foster Creek et de Christina Lake, après la réalisation de la phase C de Christina Lake, prévue en 2011, et de l'agrandissement de la phase D, prévu en 2013. En 2010, nous avons obtenu l'approbation des organismes de réglementation visant les trois prochaines phases d'agrandissement à Foster Creek, soit les phases F, G et H. Le segment des sables bitumineux a également poursuivi le développement de nos actifs situés dans de nouvelles zones de ressources, notamment en forant des puits d'essai stratigraphique. En 2010, les dépenses en immobilisations dans la région de Pelican Lake ont eu trait principalement au capital d'entretien et à l'injection de polymères dans des actifs productifs.

Les projets pour 2011 comprennent des dépenses en immobilisations considérables pour nos phases d'agrandissement à Foster Creek et à Christina Lake, des dépenses en immobilisations supplémentaires à notre terrain de Pelican Lake, un programme actif de forage de puits d'essai stratigraphique afin d'améliorer notre compréhension de nos actifs situés dans de nouvelles zones de ressources ainsi que l'avancement des projets en vue de présenter des demandes aux organismes de réglementation.

Au 31 décembre 2010, nous disposons de droits sur le bitume visant environ 1 162 000 acres brutes (859 000 acres nettes) dans les régions d'Athabasca et de Cold Lake ainsi que le droit exclusif de louer 582 880 acres nettes supplémentaires en notre nom ou au nom de notre cessionnaire sur le polygone de tir aérien de Cold Lake.



Les tableaux suivants résument nos avoirs fonciers au 31 décembre 2010.

Avoirs fonciers – Sables bitumineux (en milliers d'acres)	Développés		Non développés		Total		Participation directe moyenne
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	
Foster Creek	7	4	65	32	72	36	50 %
Christina Lake	1	-	24	12	25	12	50 %
Pelican Lake	134	133	294	279	428	412	96 %
Athabasca	528	448	345	280	873	728	83 %
Autres	26	12	1 117	852	1 143	864	76 %
<b>Total</b>	<b>696</b>	<b>597</b>	<b>1 845</b>	<b>1 455</b>	<b>2 541</b>	<b>2 052</b>	<b>81 %</b>

Le tableau suivant indique notre quote-part de la production quotidienne moyenne pour les périodes indiquées.

Production – Sables bitumineux (moyenne annuelle)	Pétrole brut et LGN (b/j)		Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Production totale (bep/j)	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Foster Creek	51 147	37 725	-	-	51 147	37 725
Christina Lake	7 898	6 698	-	-	7 898	6 698
Pelican Lake	22 966	24 870	-	-	22 966	24 870
Athabasca	-	-	40	50	6 667	8 333
Autres	-	3 057	3	3	500	3 557
<b>Total</b>	<b>82 011</b>	<b>72 350</b>	<b>43</b>	<b>53</b>	<b>89 178</b>	<b>81 183</b>

Le tableau suivant résume nos participations dans des puits productifs au 31 décembre 2010. Ces nombres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2010.

Puits productifs – Sables bitumineux (nombre de puits)	Puits de pétrole productifs		Puits de gaz productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Foster Creek	183	91	-	-	183	91
Christina Lake	19	10	-	-	19	10
Pelican Lake	448	448	11	11	459	459
Athabasca	-	-	459	436	459	436
Autres	-	-	20	20	20	20
<b>Total</b>	<b>650</b>	<b>549</b>	<b>490</b>	<b>467</b>	<b>1 140</b>	<b>1 016</b>

#### Foster Creek

Nous avons une participation de 50 pour cent dans Foster Creek, un terrain de sables bitumineux où la technologie de drainage par gravité au moyen de la vapeur (« DGMV ») est utilisée et dont la production se fait à partir de la formation McMurray. Nous possédons des droits d'accès de surface obtenus du gouvernement du Canada et du gouvernement de l'Alberta et des droits liés au bitume obtenus du gouvernement de l'Alberta visant l'exploration, le développement et le transport à partir de régions situées dans le polygone de tir aérien de Cold Lake. En outre, nous détenons des droits exclusifs sur des concessions visant plusieurs centaines de milliers d'acres sous-jacentes à des droits liés au bitume dans d'autres régions du polygone de tir aérien de Cold Lake pour notre propre compte et pour le compte de notre cessionnaire.

Au cours du premier trimestre de 2009, deux nouvelles phases d'agrandissement ont été réalisées à Foster Creek, ajoutant ainsi une capacité de production brute d'environ 60 000 barils de bitume par jour et augmentant la capacité de production brute totale pour la porter à environ 120 000 barils de bitume par jour.

Au cours du troisième trimestre de 2010, nous avons obtenu l'approbation des organismes de réglementation visant les phases F, G et H, qui devraient permettre l'ajout d'environ 90 000 barils de bitume par jour à la capacité de production brute de bitume.

Nous avons réalisé des essais-pilotes relativement à une autre technologie à Foster Creek suivant laquelle un puits interposé est foré entre deux puits productifs jumelés pour produire du bitume qui est chauffé par la chaleur d'une chambre de vapeur à proximité, mais qui n'est pas récupérable par les puits de production adjacents, et avons mis cette nouvelle technologie en application. Cette technologie ne nécessite que très peu de vapeur supplémentaire et aide donc à réduire le ratio vapeur/pétrole dans son ensemble. En 2010, nous avons foré 20 puits interposés (18 puits en 2009) et, au 31 décembre 2010, 33 puits interposés étaient en production.

Nous exploitons une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une capacité de 80 mégawatts dans le cadre de nos activités d'exploitation par DGMV à Foster Creek. La vapeur et l'électricité produites par la centrale sont actuellement utilisées dans les activités d'exploitation par DGMV et l'électricité produite excédentaire est vendue au réseau du Power Pool de l'Alberta.

### Christina Lake

Nous avons une participation de 50 pour cent dans le projet d'extraction de sables bitumineux par DGMV à Christina Lake, qui produit à partir de la formation McMurray. La phase B d'agrandissement a été parachevée en 2008 et a augmenté la capacité de production brute pour la porter à environ 18 000 barils de bitume par jour.

Au 31 décembre 2010, la phase C de Christina Lake était parachevée à environ 88 pour cent et respectait les budgets et les échéanciers pour que la production commence pendant le troisième trimestre de 2011. Cette phase devrait permettre d'augmenter la capacité de production brute totale pour la porter à environ 58 000 barils par jour.

Nous avons devancé d'environ six mois la date de parachèvement prévue de la phase D, qui devrait être terminée en 2013. L'approbation des organismes de réglementation pour cette phase supplémentaire a été reçue en 2008.

En outre, nous avons foré quatre puits interposés à Christina Lake en 2010 et, au 31 décembre 2010, un puits interposé était en production.

Au cours des quelques dernières années, plusieurs innovations ont été apportées à la technologie de DGMV utilisée à Christina Lake. Un projet majeur a débuté en 2009. Il s'agit d'un nouveau procédé pilote de procédé assisté par solvants (« PAS »). Ce procédé fait appel à une quantité de solvant mélangé à la vapeur pour améliorer la récupération du bitume en réduisant le ratio vapeur/pétrole et en augmentant la récupération globale du pétrole en place. Des analyses de rentabilité sont en cours d'évaluation pour déterminer l'utilisation éventuelle de cette technologie dans les plans de développement de Christina Lake et de Narrows Lake.

Une autre innovation a été lancée en 2007 suivant laquelle un système d'évacuation des eaux commandé à distance a été utilisé afin de réussir à gérer les pressions d'eau de fonds et d'améliorer le ratio vapeur/pétrole.

### Pelican Lake

Nous produisons du pétrole lourd à partir de la formation du Crétacé Wabiskaw sur notre terrain de Pelican Lake, qui est située dans la grande région de Pelican dans le nord-est de l'Alberta, au moyen de puits horizontaux à injection de polymères disposés selon une configuration précise. L'agrandissement de l'infrastructure des installations s'est poursuivi en 2010 afin de traiter des volumes accrus de production totale de fluides associés au forage intercalaire ainsi qu'à la mise en œuvre continue du programme d'injection de polymères. Au cours de 2010, six nouveaux puits d'injection et onze nouveaux puits de production ont été ajoutés au programme d'injection de polymères.

Nous détenons une participation, dont nous ne sommes pas l'exploitant, de 38 pour cent dans un pipeline de pétrole brut de 20 pouces de diamètre s'étendant sur 110 kilomètres et reliant la région de Pelican Lake à un important pipeline qui transporte le pétrole brut du nord de l'Alberta aux marchés du pétrole brut.

En août 2008, nous avons conclu une entente avec Pembina Pipeline Corporation (« Pembina ») pour le transport de pétrole lourd mélangé à partir d'Utikuma, en Alberta, à destination d'Edmonton, en Alberta, au moyen du pipeline de Pembina, d'une capacité de 100 000 barils par jour, pipeline qui devrait entrer en service vers le milieu de 2011. Ce pipeline sera utilisé pour transporter le pétrole lourd provenant de la grande région de Pelican aux marchés du pétrole brut. Les parties ont également convenu de transporter des condensats servant comme solvant dans le transport de pétrole lourd, à partir de Whitecourt, en Alberta, jusqu'à Utikuma, en Alberta, au moyen d'un pipeline d'une capacité de 22 000 barils par jour. La durée initiale de l'entente est de dix ans à compter de la date d'entrée en service du pipeline.

#### Actifs des nouvelles zones de ressources

Nos actifs situés dans de nouvelles zones de ressources comprennent nos nouveaux terrains de sables bitumineux, tels que Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake.

Par l'intermédiaire de notre participation dans FCCL, nous détenons une participation d'environ 50 pour cent dans le terrain de Narrows Lake, qui est situé dans la région de Christina Lake. Au cours du premier trimestre de 2010, nous avons amorcé le processus d'obtention des approbations des organismes de réglementation pour un projet à Narrows Lake en déposant une proposition de mandat d'évaluation des incidences environnementales (« EIE ») et en lançant une consultation publique au sujet du projet. Au cours du deuxième trimestre de 2010, le mandat définitif a été publié par le ministère de l'Environnement de l'Alberta, et une demande conjointe et une EIE ont été déposées. Le projet comprend une capacité de production brute de 130 000 barils de bitume par jour, dont la progression sera divisée en trois phases, la première phase devant avoir une capacité de production d'environ 40 000 barils de bitume par jour. Le projet devrait commencer la production en 2016. La demande que nous avons présentée comprend la possibilité de mettre en application la technologie PAS à Narrows Lake, ce qui nous permettrait de développer le projet en deux phases de 65 000 barils par jour plutôt qu'en trois phases.

Notre projet à Grand Rapids est situé dans la grande région de Pelican, où d'importants gisements de bitume ont été découverts dans la formation du Crétacé de Grand Rapids. Au cours du deuxième trimestre de 2010, nous avons obtenu l'approbation de l'ERCB pour commencer un projet pilote à Grand Rapids. Au cours du quatrième trimestre de 2010, nous avons reçu l'approbation du ministère de l'Environnement de l'Alberta nous permettant de mettre en œuvre ce projet pilote. Le forage d'une paire de puits par DGMV et la construction des installations connexes sont parachevés et l'injection de vapeur a commencé vers la fin de 2010. Si ce projet pilote est fructueux, nous prévoyons déposer une demande auprès des organismes de réglementation d'ici la fin de 2011 afin d'entreprendre des activités commerciales sur le site, en vue d'une capacité de production de bitume de 180 000 barils par jour.

Notre terrain à Telephone Lake est situé dans la région de Borealis. Une demande conjointe et une EIE ont été déposées en 2007 auprès de l'ERCB et du ministère de l'Environnement de l'Alberta pour le développement du terrain, y compris la construction d'une installation dotée d'une capacité de production de 35 000 barils de bitume par jour. Nous prévoyons déposer une demande conjointe et une EIE mises à jour pendant le quatrième trimestre de 2011.

#### Gaz de l'Athabasca

Nous produisons du gaz naturel dans la région du polygone de tir aérien de Cold Lake et dans plusieurs avoirs fonciers avoisinants situés dans le nord-est de l'Alberta et détenons des droits d'accès de surface et des droits liés au gaz naturel visant l'exploration, le développement et le transport à partir des zones faisant partie du polygone de tir aérien de Cold Lake que les gouvernements du Canada et de l'Alberta nous ont attribués. La majeure partie de notre production de gaz naturel dans

la région est traitée par des installations de compression dont nous sommes le propriétaire exclusif et que nous exploitons.

La production de gaz naturel continue d'être touchée par les décisions de l'ERCB prises entre 2003 et 2009 ordonnant l'interruption de la production de gaz naturel provenant des formations McMurray, Wabiskaw et Clearwater qui peuvent mettre en péril la récupération des ressources de bitume dans la région. Les décisions ont entraîné une diminution de la production annualisée de gaz naturel d'environ 23 millions de pieds cubes par jour en 2010 (25 millions de pieds cubes par jour en 2009). Le ministère de l'Énergie du gouvernement de l'Alberta offre une aide financière sous forme d'un crédit de redevances, qui correspond à environ 50 pour cent de la perte des flux de trésorerie résultant de la fermeture des puits.

### Segment classique

Nous avons des activités de développement et de production de pétrole brut classique et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan. Le segment classique comprend également le projet d'injection de dioxyde de carbone (« CO<sub>2</sub> ») miscible de Weyburn ainsi que nos nouveaux terrains de Bakken et de Shaunavon.

Au 31 décembre 2010, nous avons un portefeuille foncier établi d'environ 5,4 millions d'acres brutes (5,2 millions d'acres nettes), dont environ 3,7 millions d'acres brutes (3,5 millions d'acres nettes), sont développées. Les droits miniers sur environ 60 pour cent de nos avoirs fonciers nets sont détenus en fief par Cenovus, ce qui signifie que la production est assujettie à une taxe minière qui est généralement inférieure à la redevance de la Couronne imposée sur la production tirée de terrains où le gouvernement est propriétaire des droits miniers. Nous pouvons louer une partie de nos avoirs fonciers en fief dans des régions où le terrain ne correspond pas à nos objectifs commerciaux à long terme. Nous louons des terrains de la Couronne dans certaines régions de l'Alberta, principalement dans les formations géologiques du Crétacé inférieur, surtout dans les régions de Suffield et de Wainwright. En Saskatchewan, la majorité de notre production actuelle provient de terrains que nous louons de la province de la Saskatchewan.

En 2010, nous avons effectué des dépenses en immobilisations d'environ 523 millions de dollars et foré environ 676 puits nets. De ces dépenses en immobilisations, 68 pour cent visaient le pétrole alors que 32 pour cent visaient le gaz naturel.

Les plans pour 2011 comprennent la poursuite du forage, les optimisations et les complétions de puits (y compris le méthane de houille) et les investissements dans l'infrastructure des installations nécessaires pour poursuivre la mise en valeur de nos actifs.

Le tableau suivant résume nos avoirs fonciers au 31 décembre 2010.

Avoirs fonciers - Classique (en milliers d'acres)	Développés		Non développés		Total		Participation directe moyenne
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	
Suffield	916	907	89	86	1 005	993	99 %
Brooks North	570	568	8	8	578	576	100 %
Langevin	761	720	415	399	1 176	1 119	95 %
Drumheller	359	348	16	13	375	361	96 %
Wainwright	361	336	210	205	571	541	95 %
Boyer	594	559	280	235	874	794	91 %
Weyburn	100	89	384	364	484	453	94 %
Shaunavon / Bakken	3	3	72	71	75	74	99 %
Autres	3	3	261	261	264	264	100 %
<b>Total</b>	<b>3 667</b>	<b>3 533</b>	<b>1 735</b>	<b>1 642</b>	<b>5 402</b>	<b>5 175</b>	<b>96 %</b>

Le tableau suivant indique notre quote-part de la production quotidienne moyenne pour les périodes indiquées.

Production – Classique (moyenne annuelle)	Pétrole brut et LGN (b/j)		Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)		Production totale (bep/j)	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Suffield	12 742	13 822	200	223	46 075	50 989
Brooks North	1 637	1 104	240	260	41 637	44 437
Langevin	7 728	8 386	152	181	33 062	38 553
Drumheller	2 109	2 127	72	82	14 109	15 794
Wainwright	4 414	5 589	3	5	4 914	6 422
Boyer	13	13	24	29	4 013	4 846
Weyburn	16 537	17 791	-	-	16 537	17 791
Shaunavon / Bakken	1 996	656	3	4	2 496	1 323
<b>Total</b>	<b>47 176</b>	<b>49 488</b>	<b>694</b>	<b>784</b>	<b>162 843</b>	<b>180 155</b>

Le tableau suivant résume nos participations dans des puits productifs au 31 décembre 2010. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2010.

Puits productifs – Classique (nombre de puits)	Puits de pétrole productifs		Puits de gaz productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Suffield	741	741	10 705	10 683	11 446	11 424
Brooks North	80	80	7 546	7 417	7 626	7 497
Langevin	244	240	4 856	4 840	5 100	5 080
Drumheller	103	100	1 597	1 540	1 700	1 640
Wainwright	452	417	14	4	466	421
Boyer	6	1	1 152	1 150	1 158	1 151
Weyburn	751	457	-	-	751	457
Shaunavon / Bakken	25	25	-	-	25	25
<b>Total</b>	<b>2 402</b>	<b>2 061</b>	<b>25 870</b>	<b>25 634</b>	<b>28 272</b>	<b>27 695</b>

### Terrains pétroliers

Nous détenons des participations dans de multiples zones dans les régions de Suffield, de Brooks North, de Langevin, de Drumheller et de Wainwright, dans le sud de l'Alberta, dont la production est un mélange de pétrole moyen et de pétrole lourd. Le développement dans ces régions porte principalement sur le forage intercalaire, l'optimisation de puits existants et d'autres méthodes spécialisées de récupération du pétrole. Nous exploitons des installations de traitement d'eau pour gérer de façon efficace la production de pétrole.

Nous avons une participation directe de 62 pour cent (un droit de participation de 50 pour cent) dans la partie unifiée du champ de pétrole brut de Weyburn, situé dans le sud-est de la Saskatchewan. L'unité de Weyburn produit du brut acide léger et moyen à partir de la formation du Mississippien Midale et s'étend sur 78 sections de terrain. Cenovus est l'exploitant, et nous augmentons la récupération finale de pétrole brut au moyen d'un projet d'injection de CO<sub>2</sub> miscible. Au 31 décembre 2010, environ 70 pour cent de l'aménagement de la configuration d'injection approuvée était complété à l'unité de Weyburn. Depuis l'instauration du projet, environ 16,5 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> ont été injectées dans le cadre du programme. Le CO<sub>2</sub> est acheminé par pipeline directement à l'installation de Weyburn en provenance d'un projet de gazéification du charbon situé au Dakota du Nord.

En 2010, nous avons poursuivi l'évaluation et commencé le développement des perspectives de pétrole moyen et de pétrole léger dans la région de Bakken et dans la partie inférieure de la zone Shaunavon, en Saskatchewan, où nous avons foré 36 puits et augmenté la production pour la porter à environ 2 000 barils par jour. La majorité des sections de terrains que nous détenons dans ces régions appartiennent à la Couronne.

Le tableau suivant présente les puits de pétrole nets forés et les chiffres de la production de pétrole moyenne quotidienne pour les périodes indiquées.

Puits forés nets et production (moyenne annuelle)	Production					
	Puits forés nets		Léger/moyen (b/j)		Pétrole lourd (b/j)	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Suffield	43	40	-	-	12 717	13 798
Brooks North	41	18	1 458	894	-	-
Langevin	22	14	7 529	8 160	-	-
Drumheller	30	28	1 403	1 421	-	-
Wainwright	3	-	452	1 472	3 942	4 090
Boyer	-	-	12	12	-	-
Weyburn	3	-	16 534	17 784	-	-
Shaunavon / Bakken	36	5	1 958	651	-	-
Autres	2	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>180</b>	<b>105</b>	<b>29 346</b>	<b>30 394</b>	<b>16 659</b>	<b>17 888</b>

#### Terrains de gaz naturel

Nous détenons des participations dans de multiples zones dans les régions de Suffield, de Brooks North, de Langevin et de Drumheller dans le sud de l'Alberta.

Le développement dans ces régions met l'accent sur le forage intercalaire de jusqu'à 16 puits par section, sur les complétions et sur l'optimisation des puits existants.

Le tableau suivant présente les puits de gaz forés nets et les montants de la production de gaz moyenne quotidienne pour les périodes indiquées.

Puits forés nets et production (moyenne annuelle)	Puits forés nets		Production de gaz (Mpi <sup>3</sup> /j)	
	2010	2009	2010	2009
Suffield	292	170	200	223
Brooks North	149	163	240	260
Langevin	24	109	152	181
Drumheller	29	56	72	82
Autres	1	4	30	38
<b>Total</b>	<b>495</b>	<b>502</b>	<b>694</b>	<b>784</b>

Suffield constitue l'une des régions prioritaires de notre production de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta. La région de Suffield se compose principalement du bloc Suffield, où les activités sont exécutées aux termes d'une convention intervenue entre Cenovus, le gouvernement du Canada et la province de l'Alberta régissant l'accès en surface à la BFC de Suffield. En 1999, les parties ont convenu d'autoriser l'accès à la zone d'entraînement militaire de Suffield à d'autres exploitants. Les sociétés que nous avons remplacées, Alberta Energy Company Ltd. et Encana, ont exercé des activités à la BFC de Suffield pendant plus de 30 ans. Le 6 octobre 2008, en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, un comité mixte de représentants d'organismes de réglementation provinciaux et fédéraux a entendu notre demande en vue de procéder au forage intercalaire de puits de gaz peu profonds dans la Réserve faunique nationale (« RFN ») à la BFC de Suffield. L'audience a pris fin à la fin d'octobre 2008. Le 27 janvier 2009, le comité mixte a publié ses recommandations dans lesquelles il conclut que le projet proposé pourrait aller de l'avant si deux conditions préalables sont respectées : la première étant la finalisation des évaluations des habitats critiques à l'égard de certaines espèces particulières de plantes et d'animaux par Environnement Canada dans la RFN; la deuxième étant la clarification par les parties à la convention d'accès en surface du rôle du comité environnemental consultatif de Suffield (« CECS ») et la dotation de ce comité en ressources adéquates afin d'assurer une bonne supervision du projet sur le plan environnemental. Le comité mixte a également conclu que d'autres mesures d'atténuation et recommandations devraient être

suivies une fois que les deux conditions préalables seraient respectées. Nous travaillons avec les parties intéressées nécessaires pour aller de l'avant avec ce projet.

Est incluse dans les terrains des régions de Brooks North et de Langevin la formation du Crétacé de Belly River où Cenovus produit du méthane de houille. En 2010, environ 900 puits ont été remis en production, ce qui a permis d'ajouter environ 17 millions de pieds cubes par jour de gaz naturel au cours de l'exercice. Les actifs de méthane de houille ont une longue durée de vie et un faible taux d'épuisement. Ils devraient générer une production qui assurera une croissance future au moyen d'une utilisation efficace des capitaux.

## **Raffinage et commercialisation**

### Raffinage

Par l'intermédiaire de WRB Refining LP (« WRB »), nous avons une participation de 50 pour cent dans les raffineries de Wood River et de Borger, situées à Roxana, en Illinois, et à Borger, au Texas, respectivement. ConocoPhillips est l'exploitant et le gestionnaire de WRB. WRB a un comité de direction, composé de trois représentants de Cenovus et de trois représentants de ConocoPhillips, chaque société détenant des droits de vote égaux.

Au 31 décembre 2010, WRB avait une capacité de traitement lui permettant de raffiner environ 452 000 barils de pétrole brut par jour. Avec le parachèvement du projet CORE, la raffinerie de Wood River aura la capacité de traiter une plus grande variété de charges d'alimentation de pétrole brut lourd. Nos deux raffineries auront alors la capacité combinée de traiter jusqu'à 275 000 barils de pétrole brut lourd par jour.

### Raffinerie de Wood River

Au 31 décembre 2010, la raffinerie de Wood River avait une capacité de traitement d'environ 306 000 barils de pétrole brut par jour. Elle traite du pétrole brut léger à faible teneur en soufre et du pétrole brut lourd à haute teneur en soufre qu'elle reçoit de pipelines de pétrole brut nord-américains pour produire de l'essence, du carburant diesel, du carburéacteur, des charges d'alimentation pétrochimiques et de l'asphalte. L'essence et le carburant diesel sont transportés par pipelines aux marchés du haut du Midwest. D'autres produits sont transportés par pipeline, camion, barge et wagon vers les marchés du Midwest des États-Unis. En 2007, à la raffinerie, la construction d'une installation d'extraction du soufre exclusive pour la production d'essence à faible teneur en soufre a été terminée. En septembre 2008, les organismes de réglementation ont donné leur approbation à la mise en chantier du projet CORE à Wood River. Au 31 décembre 2010, l'état d'avancement du projet CORE s'établissait à environ 91 pour cent. Plusieurs unités de traitement ont été mises en service et le démarrage de l'unité de cokéfaction devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2011. Au démarrage de l'unité de cokéfaction, nous nous attendons à ce que les dépenses liées au projet CORE atteignent environ 3,7 milliards de dollars américains (la quote-part nette de Cenovus s'établissant à 1,85 milliard de dollars américains). Le coût estimatif total du projet CORE devrait s'élever à environ 3,9 milliards de dollars américains (la quote-part nette de Cenovus s'établissant à 1,95 milliard de dollars américains), soit environ 10 pour cent de plus que les projections initiales. L'agrandissement devrait permettre d'augmenter la capacité de raffinement du pétrole brut de 50 000 barils par jour, pour la porter à 356 000 barils par jour, et la capacité de raffinage du pétrole brut lourd de Wood River devrait plus que doubler pour passer à 240 000 barils par jour.

### Raffinerie de Borger

Au 31 décembre 2010, la raffinerie de Borger avait une capacité de traitement d'environ 146 000 barils de pétrole brut par jour, dont environ 35 000 barils de pétrole brut lourd par jour et environ 45 000 barils de LGN par jour. Elle traite principalement du pétrole brut de densité moyenne à haute teneur en soufre, du pétrole brut lourd à haute teneur en soufre et des LGN qu'elle reçoit de réseaux de pipelines nord-américains pour produire de l'essence, du carburant diesel, du carburéacteur ainsi que des LGN et des solvants. Les produits raffinés sont transportés par pipeline vers les marchés du Texas, du Nouveau-Mexique, du Colorado et du centre du continent aux États-Unis. En juillet 2007, une nouvelle unité de cokéfaction d'une capacité de quelque 25 000 barils par

jour a été mise en service de même qu'une nouvelle unité de mise sous vide et des unités reconditionnées d'hydrotraitement du gaz, du pétrole et des distillats. Ce projet a permis à la raffinerie de traiter des mélanges de pétrole lourd, particulièrement du pétrole lourd canadien, et de se conformer aux règlements relatifs aux carburants propres en ce qui a trait au carburant diesel à très faible teneur en soufre et à l'essence à faible teneur en soufre. Le projet a également permis la conformité avec les exigences de réduction des émissions de dioxyde de soufre et autres émissions dans l'air.

Le tableau suivant résume les résultats d'exploitation clés de nos raffineries combinées pour les périodes indiquées.

<b>Activités de raffinage<sup>1)</sup></b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Capacité de pétrole brut (kb/j)	452	452
Livraison de pétrole brut (kb/j)	386	394
Utilisation du pétrole brut (%)	86	87
Produits raffinés (kb/j)		
Essence	204	223
Distillats	123	120
Autres	78	74
<b>Total</b>	<b>405</b>	<b>417</b>

**Note :**

1) Représente la totalité des activités de raffinage de Wood River et de Borger.

Commercialisation

Notre groupe de commercialisation s'attache à améliorer le prix net de notre production. Dans le cadre de ces activités, le groupe effectue des achats et des ventes de produits auprès de tiers qui procurent une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, à la qualité des produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle.

Nous cherchons également à atténuer le risque propre au marché associé aux flux de trésorerie futurs en concluant divers contrats de gestion des risques à l'égard des produits fabriqués. Des renseignements sur les opérations concernant nos diverses positions de gestion des risques à l'égard du pétrole brut, du gaz naturel et de l'électricité figurent dans les notes de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Commercialisation du pétrole brut

Nous gérons le transport et la commercialisation du pétrole brut pour nos activités en amont. Notre objectif consiste à vendre la production afin d'obtenir le meilleur prix en tenant compte des contraintes d'un portefeuille de vente diversifié ainsi qu'à obtenir les condensats et à en gérer l'approvisionnement, les stocks et l'entreposage afin de combler nos besoins en diluants. Au cours de 2010, nos volumes de pétrole mélangés (qui comprennent les diluants ajoutés pour créer un produit pouvant être transporté par pipeline) commercialisés pour le compte de FCCL ont été de 163 472 barils par jour (120 894 barils par jour en 2009), alors que nos volumes de pétrole brut moyen et de pétrole brut léger mélangés en propriété exclusive commercialisés ont été de 73 238 barils par jour (78 303 barils par jour en 2009).

Commercialisation du gaz naturel

Notre gaz naturel est principalement commercialisé auprès d'entreprises industrielles, d'autres producteurs et des sociétés de commercialisation de l'énergie. En 2010, nous avons commercialisé environ 20 pour cent de nos ventes de gaz naturel directement auprès d'entreprises industrielles (environ 25 pour cent en 2009) et les 80 pour cent restants auprès d'autres producteurs et de sociétés de commercialisation de l'énergie (environ 75 pour cent en 2009). Les prix que nous recevons sont fondés principalement sur les indices de prix en vigueur pour le gaz naturel. Les prix sont tributaires du prix des carburants des concurrents sur ces marchés et de l'offre et de la demande régionales de gaz naturel en Amérique du Nord.



## **DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ**

À titre d'émetteur canadien, nous sommes assujettis aux obligations d'information des organismes canadiens de réglementation des valeurs mobilières, y compris l'information relative à nos réserves, conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 » et la Norme canadienne 51-101 ailleurs qu'au Québec). Avant l'exercice terminé le 31 décembre 2010, nous présentions nos estimations des réserves en conformité avec les obligations d'information des États-Unis en vertu d'une dispense de certaines exigences du Règlement 51-101. La dispense a expiré à la fin de 2010. Par conséquent, l'information relative aux réserves présentée pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 est présentée telle qu'elle avait été communiquée précédemment, en fonction de la moyenne sur 12 mois de 2009 des prix et des coûts constants, conformément aux exigences de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, et elle a également été mise à jour afin de respecter le Règlement 51-101, en se fondant sur les prix et coûts prévisionnels de McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« McDaniel ») au 1<sup>er</sup> janvier 2010, conformément au format de présentation des renseignements relatifs aux réserves en date du 31 décembre 2010, qui sont fondés sur les prix et coûts prévisionnels de McDaniel au 1<sup>er</sup> janvier 2011. L'information relative aux réserves, aux ressources éventuelles et aux ressources prometteuses fournie aux présentes est conforme aux obligations d'information du Règlement 51-101.

Nous retenons les services de deux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI »), McDaniel et GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ »), pour qu'ils évaluent tous les ans la totalité de nos réserves de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen, de LGN, de gaz naturel et de méthane de houille et préparent des rapports sur celles-ci. McDaniel a évalué environ 93 pour cent de nos réserves prouvées totales, situées partout en Alberta et en Saskatchewan, et GLJ a évalué environ 7 pour cent de nos réserves prouvées totales, situées à Boyer et à Weyburn. Nous avons également retenu les services de McDaniel pour qu'elle évalue la totalité de nos ressources éventuelles et prometteuses de bitume.

Le comité des réserves de notre conseil d'administration (le « conseil »), composé de membres du conseil indépendants, passe en revue les compétences et la nomination des ERQI, les procédures concernant la communication d'information relative aux activités pétrolières et gazières et les procédures suivies pour fournir l'information voulue aux ERQI. Le comité des réserves rencontre la direction et chaque ERQI dans le but de déterminer si on leur a imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir un rapport sur les données relatives aux réserves sans restriction, d'examiner les données relatives aux réserves et le rapport des ERQI à cet égard et de recommander l'approbation de la communication de l'information relative aux réserves et aux ressources au conseil.

Les réserves de la société sont situées en Alberta et en Saskatchewan, au Canada. La majeure partie de nos réserves de bitume seront récupérées et produites au moyen de la technologie de DGMV, qui consiste à injecter de la vapeur dans des puits horizontaux forés dans la formation de bitume et à récupérer le bitume réchauffé et l'eau à partir de puits productifs situés sous les puits d'injection. Cette technique laisse une empreinte en surface comparable à celle de la production de pétrole classique. Nous n'avons aucune réserve de bitume qui nécessite des techniques d'extraction pour récupérer le bitume.

La classification des réserves comme des réserves prouvées ou probables ne constitue qu'un effort de définition du niveau de certitude associé aux estimations. Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des quantités de réserves de bitume, de pétrole et de gaz naturel. Il ne faut pas tenir pour acquis que les estimations des produits nets futurs présentés dans les tableaux qui suivent représentent la juste valeur au marché des réserves. Rien ne garantit que les prix prévus et les hypothèses relatives aux coûts deviendront réalité, et les écarts pourraient être importants. Les lecteurs devraient lire les définitions et les renseignements figurant à la rubrique « Définitions, notes sur les tableaux des données relatives aux réserves et hypothèses de prix » à la lumière des renseignements communiqués dans la présente déclaration. Les estimations des réserves de bitume, de pétrole léger et moyen, de pétrole lourd, de LGN, de gaz naturel et de méthane de houille fournies aux présentes sont des estimations uniquement, et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations

communiquées. Veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Incertitude des estimations des réserves, des ressources et des produits nets futurs » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements.

Les données relatives aux réserves et les autres renseignements relatifs aux activités pétrolières et gazières figurant dans la présente notice annuelle sont en date du 16 février 2011, avec prise d'effet le 31 décembre 2010. McDaniel a préparé les renseignements en date du 16 février 2011, et GLJ, en date du 26 janvier 2011.

### Communication des données relatives aux réserves

Les données relatives aux réserves présentées résumant nos réserves de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen et de LGN et nos réserves de gaz naturel et de méthane de houille, ainsi que les valeurs actualisées nettes des produits nets futurs tirés de ces réserves. Les données relatives aux réserves sont calculées en fonction des prix et des coûts prévisionnels avant les provisions au titre des intérêts, des frais généraux et d'administration, des coûts associés à la réglementation environnementale, de l'incidence de toutes opérations de couverture ou des responsabilités associées à certains abandons ainsi que de tous les coûts liés aux puits, aux pipelines, aux installations et à la remise en état. Les produits nets futurs ont été présentés avant et après impôts.

Nous possédons des droits de tenure franche importants qui génèrent une production pour notre compte de tiers louant ces terrains (la « production attribuable aux droits de redevances »). Les volumes avant redevances présentés ne comprennent pas les réserves (les « réserves attribuables aux droits de redevances ») associées à cette production attribuable aux droits de redevances. Les volumes après redevances présentés comprennent nos réserves attribuables aux droits de redevances. Veuillez vous reporter à la rubrique « Définitions, notes sur les tableaux des données relatives aux réserves et hypothèses de prix » ci-après pour obtenir de plus amples renseignements sur nos droits de redevances.

### Sommaire des réserves de pétrole et de gaz au 31 décembre 2010 (prix et coûts prévisionnels)

#### Participation de la société avant redevances<sup>1)</sup>

Catégorie de réserves	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi <sup>3</sup> )
<b>Réserves prouvées</b>				
Développées exploitées	126	111	79	1 292
Développées inexploitées	20	13	5	62
Non développées	1 008	45	27	36
<b>Réserves prouvées totales</b>	<b>1 154</b>	<b>169</b>	<b>111</b>	<b>1 390</b>
Réserves probables	523	97	49	410
<b>Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables</b>	<b>1 677</b>	<b>266</b>	<b>160</b>	<b>1 800</b>

**Note :**

1) Ne comprend pas les réserves attribuables aux droits de redevances associées à la production attribuable aux droits de redevances reçue par Cenovus.

Le bitume représente environ 69 pour cent de nos réserves prouvées avant redevances, le pétrole lourd en représente environ 10 pour cent, le pétrole léger et moyen et les LGN, environ 7 pour cent et le gaz naturel et le méthane de houille, environ 14 pour cent. Avant redevances, environ 87 pour cent des réserves prouvées de bitume de Cenovus sont non développées. La différence entre les réserves de bitume développées et non développées, et la stratégie utilisée pour leur développement, est expliquée davantage à la rubrique « Réserves non développées ».

## Participation de la société après redevances<sup>1)</sup>

Catégorie de réserves	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi <sup>3</sup> )
<b>Réserves prouvées</b>				
Développées exploitées	96	92	67	1 292
Développées inexploitées	14	10	4	61
Non développées	760	36	21	36
<b>Réserves prouvées totales</b>	<b>870</b>	<b>138</b>	<b>92</b>	<b>1 389</b>
Réserves probables	404	72	39	391
<b>Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables</b>	<b>1 274</b>	<b>210</b>	<b>131</b>	<b>1 780</b>

**Note :**

1) Comprend les réserves attribuables aux droits de redevances associées à la production attribuable aux droits de redevances reçue par Cenovus.

Après redevances, le bitume représente environ 65 pour cent de nos réserves prouvées, le pétrole lourd en représente environ 10 pour cent, le pétrole léger et moyen et les LGN, environ 7 pour cent et le gaz naturel et le méthane de houille, environ 18 pour cent. Dans les réserves après redevances présentées, les réserves attribuables aux droits de redevances représentent environ trois pour cent du gaz naturel, environ cinq pour cent des réserves de pétrole léger et moyen et de LGN et environ un pour cent des réserves de pétrole lourd. Nous n'avons aucune réserve de bitume attribuable aux droits de redevances.

### Sommaire de la valeur actualisée nette des produits nets futurs au 31 décembre 2010 (prix et coûts prévisionnels)

Catégorie de réserves	Avant impôts sur le revenu au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)					Valeur unitaire avant impôts sur le revenu au taux d'actualisation de 10 % <sup>1)</sup>
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	\$/BOE
<b>Réserves prouvées</b>						
Développées exploitées	16 118	12 796	10 619	9 102	7 986	22,60
Développées inexploitées	1 423	888	604	435	325	15,53
Non développées	36 936	13 789	6 302	3 300	1 872	7,66
<b>Réserves prouvées totales</b>	<b>54 477</b>	<b>27 473</b>	<b>17 525</b>	<b>12 837</b>	<b>10 183</b>	<b>13,16</b>
Réserves probables	21 163	12 192	6 879	4 031	2 466	11,84
<b>Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables</b>	<b>75 640</b>	<b>39 665</b>	<b>24 404</b>	<b>16 868</b>	<b>12 649</b>	<b>12,76</b>

**Note :**

1) Les valeurs unitaires ont été calculées en utilisant la part des réserves après redevances de la société.

Catégorie de réserves	Après impôts sur le revenu <sup>1)</sup> au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Réserves prouvées</b>					
Développées exploitées	12 683	10 153	8 480	7 308	6 443
Développées inexploitées	1 070	666	454	328	245
Non développées	27 637	10 359	4 720	2 442	1 349
<b>Réserves prouvées totales</b>	<b>41 390</b>	<b>21 178</b>	<b>13 654</b>	<b>10 078</b>	<b>8 037</b>
Réserves probables	15 783	9 073	5 076	2 923	1 737
<b>Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables</b>	<b>57 173</b>	<b>30 251</b>	<b>18 730</b>	<b>13 001</b>	<b>9 774</b>

**Note :**

1) Les valeurs après impôts sont calculées en tenant compte des catégories existantes de la société.

**Produits nets futurs totaux (non actualisés) au 31 décembre 2010  
(prix et coûts prévisionnels) (en millions de dollars)**

Catégorie de réserves	Produits d'exploitation	Redevances	Frais d'exploitation	Frais de développement	Coûts d'abandon <sup>1)</sup>	Produits nets futurs avant impôts sur le revenu	Impôts sur le revenu	Produits nets futurs après impôts sur le revenu
<b>Réserves prouvées</b>	132 911	29 190	38 802	9 414	1 028	54 477	13 087	41 390
<b>Réserves prouvées et probables</b>	186 276	40 718	53 511	15 234	1 173	75 640	18 467	57 173

**Note :**

- 1) Les coûts d'abandon comprennent uniquement les coûts d'abandon de fonds de puits pour les puits dont il est tenu compte dans l'évaluation des réserves par les ERQI. Les coûts d'abandon d'autres puits, ainsi que les coûts de remise en état en surface, de récupération des actifs et de remise en état des sites des installations, ne sont pas inclus.

**Produits nets futurs par groupes de production au 31 décembre 2010  
(prix et coûts prévisionnels)**

Catégorie de réserves	Groupe de production	Produits nets futurs avant impôts sur le revenu (au taux d'actualisation de 10 % par année) (en millions de dollars)	Valeur unitaire (part des réserves de la société après redevances) (\$/bep)
<b>Réserves prouvées</b>	Bitume	8 907	10,24
	Pétrole lourd <sup>1)</sup>	1 977	14,32
	Pétrole brut léger et moyen <sup>1)</sup>	2 290	24,89
	Gaz naturel <sup>2)</sup>	4 351	18,79
	<b>Total</b>	<b>17 525</b>	<b>13,16</b>
<b>Réserves prouvées et probables</b>	Bitume	12 819	10,06
	Pétrole lourd <sup>1)</sup>	2 870	13,67
	Pétrole brut léger et moyen <sup>1)</sup>	3 136	23,94
	Gaz naturel <sup>2)</sup>	5 579	18,81
	<b>Total</b>	<b>24 404</b>	<b>12,76</b>

**Notes :**

- 1) Comprend le gaz naturel dissous et d'autres produits dérivés.  
2) Comprend les produits dérivés, mais ne comprend pas le gaz naturel dissous tiré de puits de pétrole.

## Définitions, notes aux tableaux des données relatives aux réserves et hypothèses de prix

Les hypothèses de prix, définitions et notes qui suivent visent les renseignements communiqués dans la présente notice annuelle. Pour consulter des définitions relatives aux renseignements sur nos ressources éventuelles et prometteuses, veuillez vous reporter à la rubrique « Ressources éventuelles et prometteuses » ci-après.

### Définitions

1. **Après redevances** désigne les volumes après déduction des redevances et incluant tous droits de redevances.
2. **Avant redevances** désigne les volumes avant déduction des redevances et excluant tous droits de redevances.
3. **Participation de la société** désigne, en ce qui concerne la production, les réserves, les ressources et les terrains, les participations (exploitées ou inexploitées) détenues par Cenovus.
4. **Brut** désigne :
  - a) en ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels nous détenons une participation;
  - b) en ce qui concerne les terrains, la superficie totale des terrains dans lesquels nous détenons une participation.
5. **Net** désigne :
  - a) en ce qui concerne les puits, le nombre de puits obtenu en regroupant nos participations directes dans chacun de nos puits bruts;
  - b) en ce qui concerne notre participation dans un terrain, la superficie totale à l'égard de laquelle nous avons des droits, multipliée par la participation directe que nous détenons.
6. **Réserves** désigne les quantités restantes estimatives que l'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à compter d'une date donnée, en fonction d'une analyse des données de forage et des données géographiques, géophysiques et techniques, de l'utilisation de technologies établies et d'une conjoncture économique précise.

Les réserves sont classées selon le niveau de certitude associé aux estimations.

- Les **réserves prouvées** sont les réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.
- Les **réserves probables** sont les réserves supplémentaires pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées. Il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

Chaque catégorie de réserves (prouvées et probables) peut être divisée en deux catégories : les réserves développées et les réserves non développées.

- Les **réserves développées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer au moyen des puits existants et des installations actuelles ou, à défaut des installations déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (p. ex., comparativement au coût du forage d'un puits). Les réserves développées peuvent être subdivisées selon qu'elles sont exploitées ou inexploitées.
  - Les **réserves développées exploitées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation; ou bien ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la

date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.

- o Les **réserves développées inexploitées** sont les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont été en production antérieurement, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.
- Les **réserves non développées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (p. ex., semblables au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter tous les critères de la catégorie de réserves (prouvées, probables) à laquelle elles sont attribuées.

7. **Droits de redevances** désigne :

- a) en ce qui concerne les réserves, les réserves relatives à notre droit de redevances sur des terrains à l'égard desquels nous détenons des titres francs de propriété et qui ont été loués à des tiers, ou les réserves relatives à d'autres droits de redevances, comme les redevances dérogatoires auxquelles nous avons droit;
- b) en ce qui concerne la production, la production réalisée pour le compte de Cenovus aux termes de conventions de location de nos terrains à tenure franche, et d'autres conventions de droits de redevances.

**Notes aux tableaux des données relatives aux réserves**

- Les estimations de produits nets futurs présentées ne représentent pas la juste valeur au marché.
- Aux fins de la communication de l'information, nous avons regroupé les LGN avec le pétrole léger et le pétrole moyen, et le méthane de houille avec le gaz naturel, puisque les réserves de LGN et de méthane de houille ne sont pas importantes par rapport aux autres types de produits déclarés.
- Au moment du calcul des produits nets futurs totaux tirés des puits de réserves, les ERQI n'ont tenu compte que des coûts futurs estimatifs d'abandon de puits de ces puits de réserves. De plus, les coûts d'abandon ne comprennent que les coûts d'abandon de puits de fonds pour les puits dont les ERQI ont tenu compte pour l'évaluation des réserves. Les coûts d'abandon des autres puits, ainsi que les coûts de remise en état en surface, de récupération des actifs et de remise en état des sites des installations, ne sont pas inclus.
- Les produits nets futurs tirés des réserves ne comprennent pas les flux de trésorerie liés à nos activités de gestion des risques.

## Hypothèses de prix

Les hypothèses de prix et de coûts prévisionnels supposent le maintien en vigueur des lois actuelles et prennent l'inflation en considération en ce qui a trait aux frais d'exploitation et aux dépenses en immobilisations futurs. Les prix prévisionnels sont fournis dans le tableau qui suit et reflètent les prix prévisionnels de McDaniel au 1<sup>er</sup> janvier 2011, tels qu'ils sont mentionnés dans le Sommaire de prix prévisionnels de McDaniel & Associates Consultants Ltd. en date du 1<sup>er</sup> janvier 2011.

Année	Pétrole					Gaz naturel		
	WTI à Cushing (Oklahoma) (\$ US/b)	Prix au pair à Edmonton 40 API (\$ CA/b)	Pétrole de densité moyenne à Cromer 29,3 API (\$ CA/b)	Pétrole lourd à Hardisty 12 API (\$ CA/b)	Western Canadian Select (\$ CA/b)	Prix du gaz naturel à l'AECO (\$ CA/MBtu)	Taux d'inflation (%/année)	Taux de change (\$ US/\$ CA)
2011	85,00	84,20	77,20	66,70	71,10	4,25	2,0	0,975
2012	87,70	88,40	80,40	68,70	73,20	4,90	2,0	0,975
2013	90,50	91,80	82,50	68,60	73,30	5,40	2,0	0,975
2014	93,40	94,80	85,20	70,80	75,60	5,90	2,0	0,975
2015	96,30	97,70	87,90	73,00	78,00	6,35	2,0	0,975
2016	99,40	100,90	90,70	75,40	80,50	6,75	2,0	0,975
2017	101,40	102,90	92,50	76,90	82,10	7,10	2,0	0,975
2018	103,40	104,90	94,30	78,40	83,70	7,40	2,0	0,975
2019	105,40	107,00	96,20	80,00	85,40	7,60	2,0	0,975
2020	107,60	109,20	98,20	81,60	87,10	7,75	2,0	0,975
Par la suite	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	2,0	0,975

## Coûts de développement futurs

Le tableau qui suit présente les coûts de développement déduits de l'estimation des produits nets futurs calculés en fonction des prix et des coûts prévisionnels, non actualisés, et d'un taux d'actualisation de 10 pour cent par année pour les années indiquées.

Catégorie de réserves (en millions de dollars)	2011	2012	2013	2014	2015	Reste	Total non actualisé	Total actualisé à un taux de 10 %
Réserves prouvées	790	745	436	327	195	6 921	9 414	3 388
Réserves prouvées et probables	1 080	1 258	1 106	921	710	10 159	15 234	6 680

Nous croyons que les flux de trésorerie générés à l'interne, les facilités de crédit existantes et notre accès aux marchés financiers seront suffisants pour financer nos coûts de développement futurs. Toutefois, rien ne garantit que nous pourrions obtenir des fonds ou que nous attribuerons le financement au développement de toutes nos réserves. Le fait de ne pas développer ces réserves aurait une incidence défavorable sur nos produits nets futurs.

Les intérêts ou les autres coûts liés au financement externe ne sont pas inclus dans les estimations des réserves et des produits nets futurs et réduiraient les produits nets futurs, selon les sources de financement utilisées. Nous ne croyons pas que les intérêts ou les autres coûts liés au financement feraient en sorte que le développement d'un terrain donné ne serait pas rentable.

## Rapprochement des réserves

Les tableaux qui suivent fournissent un rapprochement de nos participations dans les réserves avant redevances de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen et de LGN, et de gaz naturel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, présenté en fonction des coûts et des prix prévisionnels. Toutes les réserves sont situées au Canada.

### Rapprochement des réserves par types de produit principal et par catégories de réserves (Prix et coûts prévisionnels)

<b>Participations prouvées de la société – avant redevances</b>				
	<b>Bitume (Mb)</b>	<b>Pétrole lourd (Mb)</b>	<b>Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)</b>	<b>Gaz naturel et méthane de houille (Gpi<sup>3</sup>)</b>
<b>31 décembre 2009 (SEC)<sup>1)</sup></b>	866	165	112	1 529
Passage aux normes du Règlement 51-101 <sup>2)</sup>	-	(1)	(3)	128
<b>31 décembre 2009 (Règlement 51-101)</b>	866	164	109	1 657
Extensions et récupération améliorées	270	9	11	45
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	40	15	1	60
Facteurs économiques	-	-	-	(18)
Acquisitions	-	-	-	-
Aliénations	-	(5)	-	(87)
Production <sup>3)</sup>	(22)	(14)	(10)	(267)
<b>31 décembre 2010</b>	<b>1 154</b>	<b>169</b>	<b>111</b>	<b>1 390</b>
<b>Participations probables de la société – avant redevances</b>				
	<b>Bitume (Mb)</b>	<b>Pétrole lourd (Mb)</b>	<b>Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)</b>	<b>Gaz naturel et méthane de houille (Gpi<sup>3</sup>)</b>
<b>31 décembre 2009 (SEC)<sup>1)</sup></b>	479	104	53	436
Passage aux normes du Règlement 51-101 <sup>2)</sup>	-	(1)	(2)	52
<b>31 décembre 2009 (Règlement 51-101)</b>	479	103	51	488
Extensions et récupération améliorées	132	5	(1)	12
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	(88)	(10)	(1)	(82)
Facteurs économiques	-	-	-	7
Acquisitions	-	-	-	-
Aliénations	-	(1)	-	(15)
Production	-	-	-	-
<b>31 décembre 2010</b>	<b>523</b>	<b>97</b>	<b>49</b>	<b>410</b>



**Participations prouvées et probables de la société – avant redevances**

	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi <sup>3</sup> )
<b>31 décembre 2009 (SEC)</b> <sup>1)</sup>	1 345	269	165	1 965
Passage aux normes du Règlement 51-101 <sup>2)</sup>	-	(2)	(5)	180
<b>31 décembre 2009 (Règlement 51-101)</b>	1 345	267	160	2 145
Extensions et récupération améliorées	402	14	10	57
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	(48)	5	-	(22)
Facteurs économiques	-	-	-	(11)
Acquisitions	-	-	-	-
Aliénations	-	(6)	-	(102)
Production <sup>3)</sup>	(22)	(14)	(10)	(267)
<b>31 décembre 2010</b>	<b>1 677</b>	<b>266</b>	<b>160</b>	<b>1 800</b>

**Notes :**

- 1) Les renvois dans les tableaux à des données en date du 31 décembre 2009 (SEC) correspondent aux estimations communiquées précédemment, à cette date, préparées par les ERQI en conformité avec les obligations d'information des États-Unis en ayant recours à des prix et des coûts constants prescrits par la SEC.
- 2) Les modifications aux réserves communiquées dans le cadre du passage des normes de la SEC à celles du Règlement 51-101 découlent du fait i) que les prix et coûts prévisionnels utilisés en vertu du Règlement 51-101 étaient supérieurs aux prix et aux coûts constants prescrits par la SEC, réintégrant ainsi des réserves de gaz non rentables auparavant; et ii) de l'élimination des réserves attribuables aux droits de redevances des réserves totales avant redevances.
- 3) La production utilisée pour le rapprochement des réserves diffère de la production déclarée. La production de la participation de la société avant redevances pour les réserves comprend la quote-part de Cenovus des volumes de gaz fournis à la part de Cenovus de la société en commandite FCCL aux fins de la production de vapeur, mais ne comprend pas la production attribuable aux droits de redevances, conformément au Règlement 51-101.

En 2010, les réserves prouvées et les réserves prouvées et probables de bitume ont augmenté d'environ 33 et 25 pour cent, respectivement, principalement en raison de l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation visant l'agrandissement de la zone de développement à Foster Creek et d'améliorations apportées à la procédure de récupération en général selon le rendement de l'exploitation. La récupération additionnelle des puits interposés, forés entre des puits productifs existants, et la récupération améliorée résultant du drainage supérieur aux attentes des puits existants ont également contribué à l'augmentation des réserves.

En 2010, les réserves prouvées de pétrole lourd ont augmenté d'environ deux pour cent, surtout en raison de l'agrandissement des zones d'injection de polymères et de leur mise en œuvre réussie dans la région de Pelican Lake. Les réserves probables de pétrole lourd ont diminué d'environ sept pour cent en raison des transferts aux réserves prouvées. Les réserves prouvées et probables ont subi une baisse d'environ un pour cent.

En 2010, les réserves prouvées de pétrole léger et moyen et de LGN ont diminué d'environ un pour cent, principalement en raison du fait que l'agrandissement des zones d'injection d'eau et de dioxyde de carbone et leur mise en œuvre réussie à Weyburn ont été contrebalancés par la production de l'exercice en cours. Les réserves probables de pétrole léger et moyen et de LGN ont subi une baisse de huit pour cent en raison des transferts aux réserves prouvées. Les réserves prouvées et probables ont diminué d'environ trois pour cent.

En 2010, les réserves prouvées de gaz naturel ont diminué d'environ neuf pour cent, puisque les extensions et les révisions techniques n'ont pas contrebalancé la production et l'aliénation de certains de nos actifs de gaz naturel. Les réserves probables de gaz naturel et les réserves prouvées et probables de gaz naturel ont subi une baisse d'environ six pour cent et huit pour cent, respectivement.

**Renseignements supplémentaires sur les données relatives aux réserves**

***Réserves non développées***

Les réserves non développées sont les réserves que l'on prévoit récupérer de gisements connus qui nécessiteraient des dépenses considérables pour les rendre aptes à la production.

Les réserves prouvées et probables non développées ont été estimées par les ERQI en conformité avec les procédures et les normes du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE »). En règle générale, il est prévu que les réserves non développées seront développées au cours des 40 prochaines années.

<b>Réserves prouvées non développées – Participation de la société avant redevances</b>								
	<b>Bitume (Mb)</b>		<b>Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)</b>		<b>Pétrole lourd (Mb)</b>		<b>Gaz naturel et méthane de houille (Gpi<sup>3</sup>)</b>	
	Attribuées au départ	Total à la fin d'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin d'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin d'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin d'exercice
Antérieur	617	617	30	30	31	31	226	226
2008	6	560	8	29	16	45	46	150
2009	190	734	7	28	8	46	10	35
2010	295	1 008	5	27	5	45	18	36

<b>Réserves probables non développées – Participation de la société avant redevances</b>								
	<b>Bitume (Mb)</b>		<b>Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)</b>		<b>Pétrole lourd (Mb)</b>		<b>Gaz naturel et méthane de houille (Gpi<sup>3</sup>)</b>	
	Attribuées au départ	Total à la fin d'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin d'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin d'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin d'exercice
Antérieur <sup>1)</sup>	616	616	- <sup>2)</sup>	- <sup>2)</sup>	- <sup>2)</sup>	- <sup>2)</sup>	- <sup>2)</sup>	- <sup>2)</sup>
2008	12	625	- <sup>2)</sup>	- <sup>2)</sup>	- <sup>2)</sup>	- <sup>2)</sup>	- <sup>2)</sup>	- <sup>2)</sup>
2009	5	467	26	26	43	43	38	38
2010	171	506	2	21	-	37	16	30

**Notes :**

- 1) Il est estimé que les réserves non développées attribuées au départ sont égales aux réserves non développées totales à la fin d'exercice, puisqu'aucune donnée historique n'est disponible.
- 2) Données historiques non disponibles.

### **Développement des réserves prouvées non développées**

#### Bitume

À la fin de 2010, nous avons des réserves prouvées non développées de bitume de 1 008 millions de barils avant redevances, soit environ 87 pour cent de nos réserves prouvées totales de bitume. De nos 523 millions de barils de réserves probables de bitume, 506 millions de barils, ou environ 97 pour cent, ne sont pas développés. Aux fins de la présente évaluation, il est supposé que ces réserves seront récupérées au moyen de la technologie de DGMV.

Un projet de développement par DGMV habituel comporte la mise en place initiale d'une installation de production de vapeur, à un coût de beaucoup supérieur à celui du forage d'une paire de puits de production/d'injection, et le forage graduel d'un nombre suffisant de puits de DGMV pour utiliser à sa pleine capacité la vapeur disponible.

Les réserves de bitume peuvent être déclarées prouvées lorsqu'il y a eu suffisamment de forage stratigraphique pour démontrer, avec un très haut niveau de certitude, la présence de bitume en volumes récupérables d'un point de vue commercial. La norme utilisée par nos ERQI pour déterminer la suffisance du forage est le forage minimal de huit puits par section, avec des données sismiques tridimensionnelles, ou de 16 puits par section, s'il n'y a pas de données sismiques. De plus, toutes les approbations légales et réglementaires doivent avoir été obtenues, les approbations de financement de l'exploitant et des associés doivent être en place et un calendrier de développement raisonnable doit être mis au point. Les réserves prouvées développées de bitume se différencient des réserves prouvées non développées de bitume par la présence de paires de puits de production/d'injection forés à la date de prise d'effet de l'estimation des réserves. Parce qu'une usine de vapeur dure longtemps par rapport à des paires de puits, au cours des premières étapes d'un projet de DGMV, seule une petite partie des réserves prouvées sera développée puisque le nombre de paires de puits forés sera limité par la quantité de vapeur disponible.

Le développement de réserves probables nécessite le forage de suffisamment de puits stratigraphiques pour établir la convenance du réservoir pour le DGMV. Les réserves seront déclarées probables si l'exigence relative aux puits stratigraphiques pour les réserves prouvées n'est pas remplie, ou si les réserves ne sont pas situées dans une région approuvée dans les plans de développement. La norme utilisée par nos ERQI pour les réserves probables est d'au moins quatre puits stratigraphiques par section. Une fois la convenance déterminée et si les réserves ne sont pas dans une zone de développement approuvée, l'approbation visant l'ajout de ces réserves dans la zone de développement approuvée doit être obtenue avant que le forage des paires de puits à DGMV en vue du développement ne puisse commencer.

Le développement des réserves prouvées non développées aura lieu de manière méthodique au fur et à mesure que des paires de puits supplémentaires sont forées pour utiliser la vapeur disponible lorsque des paires de puits existantes atteignent la fin de leur phase d'injection de vapeur. La production prévue des réserves prouvées de bitume de Cenovus s'étend sur 40 ans en fonction des installations existantes. La durée de la production à partir de la partie prouvée actuellement développée est estimée à environ dix ans.

### Pétrole

Nous avons un important projet de récupération assistée de pétrole moyen par injection de CO<sub>2</sub> à Weyburn et un important projet de récupération assistée de pétrole lourd par injection d'eau/de polymères à Pelican Lake. Ces projets se situent dans de grands réservoirs bien développés où les réserves non développées ne sont pas nécessairement définies par l'absence de forage, mais par une récupération améliorée prévue associée au développement des projets de récupération assistée du pétrole. L'expansion des projets de récupération assistée du pétrole dans les deux régions nécessite d'importants investissements de capitaux pour l'aménagement des infrastructures, ce qui s'étendra sur de nombreuses années.

À Weyburn, l'investissement dans les réserves non développées devrait se poursuivre bien au-delà de 30 ans, par le forage de puits supplémentaires au cours des sept prochaines années ainsi que par la poursuite des injections de CO<sub>2</sub> pendant de nombreuses années par la suite. À Pelican Lake, l'investissement dans les réserves non développées devrait se poursuivre pendant neuf ans, au moyen de forages intercalaires et d'injections de polymères.

### **Incertitudes ou facteurs importants ayant une incidence sur les données relatives aux réserves**

L'évaluation des réserves est un processus permanent qui peut être considérablement touché par divers facteurs internes et externes. Des révisions sont souvent nécessaires en raison de l'évolution des prix, des conditions économiques ou de la réglementation ou encore en raison du rendement passé.

Bien que les facteurs qui précèdent, et nombre d'autres facteurs, puissent être pris en considération, certains jugements et certaines hypothèses sont toujours nécessaires. Au fur et à mesure que de nouveaux renseignements sont mis à notre disposition, les éléments concernés sont examinés et révisés en conséquence. Pour consulter un sommaire des risques et des incertitudes touchant Cenovus, veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle.

### **Ressources éventuelles et prometteuses**

Nous avons retenu les services de McDaniel pour l'évaluation de la totalité de nos ressources éventuelles et prometteuses de bitume et la préparation de rapports à cet égard. Les renseignements sur les ressources qui suivent sont tirés des rapports que nous a préparés McDaniel.

Les évaluations de McDaniel sont faites à partir de données pétrophysiques, géologiques, techniques, financières et comptables fondamentales. Des procédés et des procédures existent pour s'assurer que McDaniel reçoit tous les renseignements pertinents. Les ressources éventuelles et prometteuses sont estimées au moyen de calculs en fonction du volume des quantités sur place, combinés au rendement

de réservoirs comparables. Les projets de DGMV qui sont en production dans les formations du McMurray-Wabiskaw des régions de Foster Creek et de Christina Lake sont utilisés comme comparateurs de rendement pour la majorité de nos terrains comportant des ressources éventuelles et prometteuses. McDaniel teste également les ressources éventuelles afin de déterminer leur viabilité économique en ayant recours aux mêmes prix et coûts prévisionnels que ceux utilisés pour nos réserves. Veuillez vous reporter à la rubrique « Hypothèses de prix » de la présente notice annuelle.

Cette évaluation présume que la majorité de nos ressources en bitume seront récupérées et produites au moyen de technologies de DGMV ou de stimulation par injection cyclique de vapeur (« SICV »). Le DGMV suppose l'injection de vapeur dans des puits horizontaux forés dans la formation de bitume et la récupération du bitume chauffé et de l'eau de puits de production situés sous les puits d'injection. La SICV suppose l'injection de vapeur dans un puits et la production d'eau et de bitume chauffé par la suite du même puits de forage. Ces cycles en alternance d'injection et de production sont répétés un certain nombre de fois pour un puits de forage donné. Ces deux techniques ont une empreinte de surface comparable à celle de la production de pétrole classique. Nous n'avons aucune ressource de bitume dont la récupération nécessite l'utilisation de techniques d'extraction.

La totalité des ressources éventuelles et prometteuses actuelles de Cenovus sont associées à des formations de clastite ou de grès. Cenovus a également repéré des quantités importantes de bitume dans la formation carbonatée de Grosmont, région à l'égard de laquelle nous possédons des droits miniers considérables. À ce jour, McDaniel n'a pas constaté la viabilité commerciale des procédés de récupération dans les formations carbonatées, dont celle de Grosmont. Un projet pilote concluant dans la formation de Grosmont ou un projet commercial dans un réservoir carbonaté comparable devrait être mis en œuvre avant que McDaniel ne considère que le bitume de ces carbonates est exploitable ou récupérable. Cenovus prévoit lancer un projet pilote de production de pétrole dans une formation carbonatée de la formation de Grosmont et d'autres projets pilotes sont prévus ou en cours dans le secteur.

En plus des définitions des réserves fournies dans les rubriques précédentes, les définitions suivantes du manuel COGE ont été utilisées pour préparer les renseignements qui suivent.

Les **ressources éventuelles** désignent les quantités de pétrole qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer de gisements connus au moyen de techniques établies ou en cours d'élaboration, mais qui ne sont pas considérées actuellement comme récupérables d'un point de vue commercial en raison d'une ou de plusieurs éventualités. Ces éventualités peuvent comprendre des facteurs comme des questions d'ordre économique, juridique, environnemental, politique et réglementaire ou l'absence de marché. Il convient également de classer dans les ressources éventuelles les quantités récupérables découvertes estimatives associées à un projet qui en est à ses débuts. L'estimation des ressources éventuelles n'a pas été rajustée en fonction du risque associé aux possibilités de développement.

Pour Cenovus, les éventualités qui doivent être surmontées afin de permettre la reclassification des ressources éventuelles de bitume en réserves comprennent la présentation de demandes auprès d'organismes de réglementation sans que des problèmes majeurs ne soient soulevés, l'accès aux marchés et l'intention de donner suite au projet de l'exploitant et des associés, attestée par un plan de développement dont les principales dépenses en immobilisations sont planifiées dans un délai de cinq ans.

Les **ressources éventuelles économiques** sont les ressources éventuelles qui, à l'heure actuelle, sont récupérables, d'un point de vue économique, selon les prévisions spécifiques des prix et des coûts des marchandises. Dans le cas de Cenovus, les ressources éventuelles ont été évaluées en ayant recours aux mêmes hypothèses de prix des marchandises que celles utilisées pour l'évaluation des réserves de 2010, qui sont conformes aux exigences du Règlement 51-101.

Les **ressources prometteuses** désignent les quantités de pétrole qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer éventuellement de gisements non découverts au moyen de projets de développement futurs. Les ressources prometteuses présentent à la fois des possibilités de découverte et des possibilités de développement. Elles sont classées en fonction du degré de certitude qui se rattache aux estimations des quantités récupérables, en présupant qu'elles

seront découvertes et développées, et peuvent être classées dans des sous-catégories selon la maturité du projet. L'estimation des ressources prometteuses n'a pas été rajustée en fonction du risque associé aux possibilités de découverte ou aux possibilités de développement.

La **meilleure estimation** constitue la meilleure estimation de la quantité de ressources pouvant être réellement récupérée. Il est également probable que les quantités restantes récupérées seront supérieures ou inférieures à la meilleure estimation. Les ressources qui sont visées par la meilleure estimation présentent un niveau de certitude de 50 pour cent que les quantités récupérées réellement seront égales ou supérieures à l'estimation.

La **limite inférieure** désigne une estimation prudente de la quantité de ressources pouvant être réellement récupérée. Les quantités restantes qui seront réellement récupérées seront probablement supérieures à la limite inférieure. Les ressources qui se situent au bas de l'échelle d'estimation présentent le plus haut niveau de certitude, soit un niveau de certitude de 90 pour cent, que les quantités réellement récupérées seront égales ou supérieures à l'estimation.

La **limite supérieure** désigne une estimation optimiste de la quantité de ressources pouvant être réellement récupérée. Il est peu probable que les quantités restantes de ressources réellement récupérées soient égales ou supérieures à la limite supérieure. Les ressources qui se situent au haut de l'échelle d'estimation présentent le plus bas niveau de certitude, soit un niveau de certitude de 10 pour cent, que les quantités réellement récupérées seront égales ou supérieures à l'estimation.

Les ressources éventuelles économiques ont été estimées pour chaque projet. Les limites inférieures et supérieures sont des sommes arithmétiques de plusieurs estimations qui, selon les principes statistiques, peuvent être trompeuses quant aux valeurs pouvant réellement être récupérées. Les résultats globaux des limites inférieures présentés peuvent avoir un niveau de certitude supérieur à celui des projets distincts, et les résultats globaux des limites supérieures peuvent avoir un niveau de certitude inférieure à celui des projets distincts.

<b>Ressources éventuelles et prometteuses économiques</b>		
Participation de la société avant redevances, en milliards de barils	<b>31 décembre 2009<sup>1)</sup></b>	<b>31 décembre 2010<sup>2)</sup></b>
Ressources éventuelles économiques <sup>3)</sup>		
Limite inférieure	3,9	4,4
Meilleure estimation	5,4	6,1
Limite supérieure	7,3	8,0
Ressources prometteuses <sup>4)</sup>		
Limite inférieure	7,8	7,3
Meilleure estimation	12,6	12,3
Limite supérieure	21,4	21,7

**Notes :**

- 1) Renvoie aux estimations communiquées précédemment et préparées par McDaniel, en utilisant les prix et coûts constants de 2009.
- 2) Renvoie aux estimations préparées par McDaniel en utilisant les mêmes prix et coûts prévisionnels que ceux utilisés pour les estimations des réserves de 2010, soit les prix et coûts prévisionnels au 1<sup>er</sup> janvier 2011 de McDaniel.
- 3) Rien ne garantit qu'il sera commercialement viable de produire une partie quelconque des ressources éventuelles.
- 4) Rien ne garantit qu'une partie donnée des ressources prometteuses sera découverte. En cas de découverte, rien ne garantit qu'il serait commercialement viable de produire une partie quelconque des ressources prometteuses. La viabilité économique des ressources prometteuses n'est pas vérifiée.

La meilleure estimation des ressources éventuelles économiques a augmenté de 0,7 milliard de barils, ou 13 pour cent, par rapport à 2009. Cette augmentation s'explique principalement par la conversion de nos ressources prometteuses en ressources éventuelles grâce au forage de puits stratigraphiques et à des révisions techniques positives des estimations de volume et de facteur de récupération. Il n'y a pas d'écarts importants dans les estimations des ressources éventuelles économiques de bitume calculées selon les prix prescrits par la SEC ou selon ceux prescrits par le Règlement 51-101.

La meilleure estimation des ressources prometteuses a diminué de 0,3 milliard de barils, ou deux pour cent, par rapport à 2009, principalement en raison de la reclassification de ressources prometteuses en ressources éventuelles à la suite du forage stratigraphique.

Un rapprochement annuel plus détaillé est présenté dans le tableau qui suit :

<b>Réserves prouvées et probables de bitume, ressources éventuelles et ressources prometteuses</b>			
<b>Rapprochements et transferts de catégorie</b>			
Participation de la société avant redevances, en milliards de barils	Réserves prouvées et probables	Meilleure estimation des ressources éventuelles <sup>1)</sup>	Meilleure estimation des ressources prometteuses <sup>2)</sup>
Solde d'ouverture, 31 décembre 2009 <sup>3)</sup>	1,345	5,4	12,6
Transferts entre catégories			
Ajouts en provenance d'autres catégories de ressources	0,138	0,6	-
Diminutions en faveur d'autres catégories de ressources	-	(0,1)	(0,6)
Ajouts et révisions, déduction faite des transferts	0,216	0,3	0,3
Acquisitions et aliénations nettes	-	(0,1)	-
Production	(0,022)	-	-
<b>Solde de clôture, 31 décembre 2010</b>	<b>1,677</b>	<b>6,1</b>	<b>12,3</b>

**Notes :**

- 1) Rien ne garantit qu'il sera commercialement viable de produire une partie quelconque des ressources éventuelles.
- 2) Rien ne garantit qu'une partie donnée des ressources prometteuses sera découverte. En cas de découverte, rien ne garantit qu'il serait commercialement viable de produire une partie quelconque des ressources prometteuses. La viabilité économique des ressources prometteuses n'est pas vérifiée.
- 3) Renvoie aux estimations communiquées précédemment et préparées par McDaniel, en utilisant les prix et coûts constants de 2009.

Nous transférons progressivement et systématiquement nos ressources prometteuses de bitume aux ressources éventuelles, puis aux réserves et, en bout de ligne, à la production et aux flux de trésorerie. Par exemple, l'approbation de l'agrandissement de la zone de développement de Foster Creek a eu pour résultat non seulement de transférer des réserves probables aux réserves prouvées, mais également de transférer des ressources éventuelles aux réserves prouvées et probables. De même, le programme de forage stratigraphique à Pelican Lake a permis le déplacement d'une partie des ressources prometteuses vers les ressources éventuelles. La diminution générale des ressources prometteuses est le résultat prévu d'un programme de forage stratigraphique fructueux, qui convertit les ressources non découvertes en ressources découvertes.

Toutes les classifications de réserves et de ressources de bitume ont augmenté puisque le taux de récupération est plus élevé en raison de l'amélioration du niveau de réussite de la récupération de bitume à nos projets de Foster Creek et de Christina Lake découlant du meilleur rendement de l'exploitation et de l'utilisation de puits interposés. L'analyse des données fondamentales dans les parties injectées de vapeur du réservoir a permis de constater que l'efficacité du procédé de DGMV pour l'extraction de bitume du réservoir est supérieure aux attentes. Nous nous attendons à ce que la récupération globale de nos actifs de bitume s'améliore avec la progression de la technologie.

## Autres renseignements pétroliers et gaziers

### Terrains et puits pétroliers et gaziers

Le tableau qui suit résume nos participations dans des puits productifs, au 31 décembre 2010.

Puits productifs <sup>1)2)</sup>	Pétrole		Gaz		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
<b>Alberta :</b>						
Sables bitumineux	650	549	490	467	1 140	1 016
Classique	1 626	1 579	25 870	25 634	27 496	27 213
<b>Total en Alberta</b>	<b>2 276</b>	<b>2 128</b>	<b>26 360</b>	<b>26 101</b>	<b>28 636</b>	<b>28 229</b>
<b>Saskatchewan :</b>						
Classique	776	482	-	-	776	482
<b>Total en Saskatchewan</b>	<b>776</b>	<b>482</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>776</b>	<b>482</b>
<b>Total</b>	<b>3 052</b>	<b>2 610</b>	<b>26 360</b>	<b>26 101</b>	<b>29 412</b>	<b>28 711</b>

#### Notes :

- 1) Cenovus possède également divers droits de redevances à l'égard de 7 577 puits de gaz naturel et de 3 906 puits de pétrole brut productifs.
- 2) Comprend les puits à multiples complétions : 23 854 puits bruts de gaz naturel (23 625 puits nets) et 1 516 puits bruts de pétrole brut (1 306 puits nets).

Le tableau qui suit résume nos participations dans des puits non productifs, au 31 décembre 2010.

Puits non productifs <sup>1)</sup>	Pétrole		Gaz		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
<b>Alberta :</b>						
Sables bitumineux	241	162	689	605	930	767
Classique	655	634	969	948	1 624	1 582
<b>Total en Alberta</b>	<b>896</b>	<b>796</b>	<b>1 658</b>	<b>1 553</b>	<b>2 554</b>	<b>2 349</b>
<b>Saskatchewan :</b>						
Classique	137	94	36	36	173	130
<b>Total en Saskatchewan</b>	<b>137</b>	<b>94</b>	<b>36</b>	<b>36</b>	<b>173</b>	<b>130</b>
<b>Total</b>	<b>1 033</b>	<b>890</b>	<b>1 694</b>	<b>1 589</b>	<b>2 727</b>	<b>2 479</b>

#### Note :

- 1) Les puits non productifs comprennent les puits qui sont en mesure de produire, mais qui ne produisent pas à l'heure actuelle. Les puits non productifs ne comprennent pas les autres types de puits, comme les puits d'essai stratigraphique, les puits de service ou les puits abandonnés.

### Activités d'exploration et de développement

Les tableaux suivants résument nos participations brutes et nettes dans les puits forés pour les périodes indiquées.

	Puits d'exploration forés										
	Pétrole		Gaz		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
<b>2010 :</b>											
Sables bitumineux	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Classique	26	26	-	-	1	1	27	27	21	48	27
<b>Total au Canada</b>	<b>26</b>	<b>26</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>21</b>	<b>48</b>	<b>27</b>
<b>2009:</b>											
Sables bitumineux	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Classique	4	4	-	-	-	-	4	4	8	12	4
<b>Total au Canada</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>4</b>
<b>2008:</b>											
Sables bitumineux	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Classique	1	1	5	3	2	1	8	5	34	42	5
<b>Total au Canada</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>34</b>	<b>42</b>	<b>5</b>

### Puits de développement forés

	Pétrole		Gaz		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
	<b>2010:</b>										
Sables bitumineux	82	47	-	-	-	-	82	47	8	90	47
Classique	160	154	499	495	-	-	659	649	204	863	649
<b>Total au Canada</b>	<b>242</b>	<b>201</b>	<b>499</b>	<b>495</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>741</b>	<b>696</b>	<b>212</b>	<b>953</b>	<b>696</b>
<b>2009:</b>											
Sables bitumineux	50	29	8	8	8	8	66	45	10	76	45
Classique	102	101	555	502	2	2	659	605	261	920	605
<b>Total au Canada</b>	<b>152</b>	<b>130</b>	<b>563</b>	<b>510</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>725</b>	<b>650</b>	<b>271</b>	<b>996</b>	<b>650</b>
<b>2008:</b>											
Sables bitumineux	41	21	13	13	4	4	58	38	41	99	38
Classique	105	92	1 489	1 372	7	7	1 601	1 471	503	2 104	1 471
<b>Total au Canada</b>	<b>146</b>	<b>113</b>	<b>1 502</b>	<b>1 385</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>1 659</b>	<b>1 509</b>	<b>544</b>	<b>2 203</b>	<b>1 509</b>

Outre les puits mentionnés ci-dessus, nous avons foré des puits d'essai stratigraphique au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, le segment des sables bitumineux ayant foré 259 puits bruts (178 puits nets) et le segment classique ayant foré 11 puits bruts (9 puits nets).

Outre les renseignements fournis précédemment, nous avons foré des puits de service au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, le segment des sables bitumineux ayant foré 68 puits bruts (44 puits nets) et le segment classique ayant foré 30 puits bruts (20 puits nets).

#### **Participations dans des terrains importants**

Le tableau suivant résume nos avoirs fonciers développés, non développés et totaux au 31 décembre 2010.

	Développés		Non développés <sup>1)</sup>		Total <sup>2)</sup>	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
	(en milliers d'acres)					
<b>Alberta :</b>						
Sables bitumineux						
– Couronne <sup>3)</sup>	696	597	1 845	1 455	2 541	2 052
Classique						
– Fief <sup>4)</sup>	1 913	1 913	440	440	2 353	2 353
– Couronne <sup>3)</sup>	1 571	1 463	372	306	1 943	1 769
– Propriété franche <sup>5)</sup>	51	42	35	32	86	74
<b>Total en Alberta</b>	<b>4 231</b>	<b>4 015</b>	<b>2 692</b>	<b>2 233</b>	<b>6 923</b>	<b>6 248</b>
<b>Saskatchewan :</b>						
Classique						
– Fief <sup>4)</sup>	69	69	437	437	506	506
– Couronne <sup>3)</sup>	47	34	162	141	209	175
– Propriété franche <sup>5)</sup>	13	9	28	25	41	34
<b>Total en Saskatchewan</b>	<b>129</b>	<b>112</b>	<b>627</b>	<b>603</b>	<b>756</b>	<b>715</b>
<b>Manitoba :</b>						
Classique – Fief <sup>4)</sup>	3	3	261	261	264	264
<b>Total au Manitoba</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>261</b>	<b>261</b>	<b>264</b>	<b>264</b>
<b>Total</b>	<b>4 363</b>	<b>4 130</b>	<b>3 580</b>	<b>3 097</b>	<b>7 943</b>	<b>7 227</b>

#### **Notes :**

- 1) Les terrains non développés comprennent les terrains qui n'ont pas été forés ainsi que les terrains dont les puits n'ont jamais produit d'hydrocarbures ou qui ne permettent pas, à l'heure actuelle, la production d'hydrocarbures.
- 2) Ce tableau exclut environ 2,4 millions d'acres brutes faisant l'objet de concessions ou de sous-concessions, nous conférant des redevances ou d'autres droits.
- 3) Les terres de la Couronne ou les terres fédérales sont des terres appartenant au gouvernement fédéral, à un gouvernement provincial ou aux Premières Nations dans lesquelles nous avons acheté une concession à participation directe.
- 4) Les terres en fief sont les terres dans lesquelles nous avons des droits miniers en fief simple et dans lesquelles : i) nous n'avons pas accordé de concession sur la totalité des zones minérales ou ii) nous avons conservé une participation directe. Le résumé actuel des avoirs fonciers en fief inclut maintenant tous les titres en fief dont nous sommes propriétaires et englobe une ou plusieurs zones non visées par des concessions ou susceptibles d'être développées.
- 5) Les terres en propriété franche sont des terres appartenant à des particuliers (et non à un gouvernement ou à Cenovus) dans lesquelles Cenovus détient une concession à participation directe.



### ***Terrains sans réserves attribuées***

Nous possédons environ 5,1 millions d'acres brutes (4,7 millions d'acres nettes) de terrains non prouvés. Il est prévu que ces terrains seront développés, à court terme et ultérieurement, dans le cadre de nos activités pétrolières et gazières du segment des sables bitumineux et du segment classique.

Nous possédons des droits relatifs à l'exploration, au développement et à l'exploitation d'environ 90 000 acres nettes qui pourraient expirer le 31 décembre 2011 et qui concernent exclusivement des terrains appartenant à la Couronne et des terrains détenus en propriété franche.

Dans les régions où nous détenons des participations dans différentes formations sous la même région de surface dans le cadre de concessions distinctes, nous avons calculé notre superficie nette et brute pour chaque concession.

### ***Renseignements supplémentaires sur les coûts d'abandon et de remise en état***

Les coûts d'abandon et de remise en état futurs totaux estimatifs sont fondés sur l'estimation que fait la direction des frais nécessaires pour restaurer, remettre en état et abandonner des puits et des installations eu égard à notre participation directe et au calendrier prévu des frais qui seront engagés au cours de périodes ultérieures. Nous avons mis au point un processus pour calculer ces estimations, qui tient compte de la réglementation applicable, des coûts réels et prévus, du type de puits ou d'installation et de sa taille ainsi que de l'emplacement géographique.

Nous avons estimé que les coûts d'abandon et de remise en état futurs non actualisés étaient d'environ 6 milliards de dollars (environ 529 millions de dollars, avec un taux d'actualisation de 10 pour cent) au 31 décembre 2010; nous prévoyons payer environ 104 millions de dollars de ces coûts au cours des trois prochains exercices. Nous nous attendons à engager ces coûts à l'égard d'environ 35 000 puits nets.

Des coûts d'abandon et de remise en état futurs non actualisés qui seront engagés au cours de la durée de nos réserves prouvées, environ 1 milliard de dollars ont été déduits de l'estimation de nos produits nets futurs, ce qui correspond uniquement à nos obligations relatives à l'abandon de puits dans les réserves.

### ***Horizon fiscal***

Nous prévoyons payer de l'impôt sur le revenu en 2011.

### ***Coûts engagés***

Le tableau qui suit résumé les coûts que nous avons engagés au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

	<b>2010</b>
	(en millions de dollars)
Acquisitions	
– Non prouvées	31
– Prouvées	17
Acquisitions totales	48
Frais d'exploration	114
Frais de développement	1 260
Frais totaux engagés	1 422

### ***Contrats à terme***

Dans le cours normal de ses activités commerciales, Cenovus a contracté un certain nombre d'engagements de livraison de pétrole brut et de gaz naturel. Nous sommes d'avis que nous disposons de réserves suffisantes de gaz naturel et de pétrole brut pour respecter ces engagements.

### Estimations de la production

Le tableau qui suit résume le volume quotidien moyen estimatif en 2011 de la production brute de tous les terrains détenus au 31 décembre 2010 calculé en fonction des prix et des coûts prévisionnels, la totalité de la production provenant du Canada. Ces estimations présument que certaines activités auront lieu, comme le développement de réserves non développées, et qu'il n'y a aucune aliénation.

<b>Production estimative en 2011</b>		
Coûts et prix prévisionnels	<b>Prouvées</b>	<b>Prouvées et probables</b>
Bitume (b/j) <sup>1)</sup>	62 775	63 925
Pétrole brut léger et moyen (b/j)	28 861	30 803
Pétrole lourd (b/j)	38 486	40 530
Gaz naturel (Mpi <sup>3</sup> /j)	646	671
Liquides de gaz naturel (b/j)	816	882
Production totale (bep/j) <sup>2)</sup>	238 535	247 956
Moins : Production attribuable aux droits de redevances (bep/j) <sup>3)</sup>	(8 961)	(9 382)
Production totale de la participation de la société avant redevances (bep/j)	229 574	238 574

#### Notes :

- 1) Comprend la production de Foster Creek de 52 662 b/j pour ce qui est des réserves prouvées et de 53 350 b/j pour ce qui est des réserves prouvées et probables.
- 2) Comprend la production attribuable aux droits de redevances.
- 3) Ces renseignements n'ont pas été tirés des rapports des ERQI; ils représentent une estimation par la société tirée du ratio de la production attribuable aux droits de redevances en 2010 par rapport à la production totale de 2010, à l'exclusion du bitume. Aucune production attribuable aux droits de redevances n'est associée à notre bitume.

### Historique de la production

Les tableaux qui suivent résument nos volumes de production quotidiens, avant déduction des redevances, pour chaque trimestre des périodes indiquées.

	<b>Volumes de production – 2010</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>VOLUMES DE PRODUCTION</b>					
<b>Pétrole brut et liquides de gaz naturel (b/j)</b>					
Sables bitumineux – Pétrole lourd					
Foster Creek	51 147	52 183	50 269	51 010	51 126
Christina Lake	7 898	8 606	7 838	7 716	7 420
Pelican Lake	22 966	21 738	23 259	23 319	23 565
	82 011	82 527	81 366	82 045	82 111
Liquides classiques					
Pétrole lourd	16 659	16 553	16 921	16 205	16 962
Pétrole léger et moyen	29 346	29 323	28 608	29 150	30 320
Liquides de gaz naturel <sup>1)</sup>	1 171	1 190	1 172	1 166	1 156
<b>Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel</b>	<b>129 187</b>	<b>129 593</b>	<b>128 067</b>	<b>128 566</b>	<b>130 549</b>
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>					
Sables bitumineux	43	39	44	46	45
Classique	694	649	694	705	730
<b>Total de la production de gaz naturel</b>	<b>737</b>	<b>688</b>	<b>738</b>	<b>751</b>	<b>775</b>
<b>Total (bep/j)</b>	<b>252 020</b>	<b>244 260</b>	<b>251 067</b>	<b>253 733</b>	<b>259 716</b>

#### Note :

- 1) Les liquides de gaz naturel comprennent les volumes de condensats.

	<b>Volumes de production – 2009</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>VOLUMES DE PRODUCTION</b>					
<b>Pétrole brut et liquides de gaz naturel (b/j)</b>					
Sables bitumineux – Pétrole lourd					
Foster Creek	37 725	47 017	40 367	34 729	28 554
Christina Lake	6 698	7 319	6 305	6 530	6 635
Pelican Lake	24 870	23 804	25 671	23 989	26 029
Senlac <sup>1)</sup>	3 057	2 221	5 080	2 574	2 334
	<u>72 350</u>	<u>80 361</u>	<u>77 423</u>	<u>67 822</u>	<u>63 552</u>
Liquides classiques					
Pétrole lourd	17 888	17 127	18 073	18 074	18 290
Pétrole léger et moyen	30 394	30 644	29 749	30 189	31 004
Liquides de gaz naturel <sup>2)</sup>	1 206	1 183	1 242	1 184	1 213
<b>Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel</b>	<b>121 838</b>	<b>129 315</b>	<b>126 487</b>	<b>117 269</b>	<b>114 059</b>
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>					
Sables bitumineux	53	47	55	57	52
Classique	784	750	775	799	814
<b>Total de la production de gaz naturel</b>	<b>837</b>	<b>797</b>	<b>830</b>	<b>856</b>	<b>866</b>
<b>Total (bep/j)</b>	<b>261 338</b>	<b>262 148</b>	<b>264 820</b>	<b>259 936</b>	<b>258 392</b>

**Notes :**

- 1) Le terrain à Senlac a été vendu en novembre 2009.  
2) Les liquides de gaz naturel comprennent les volumes de condensats.

	<b>Volumes de production – 2008</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>VOLUMES DE PRODUCTION</b>					
<b>Pétrole brut et liquides de gaz naturel (b/j)</b>					
Sables bitumineux – Pétrole lourd					
Foster Creek	26 220	29 241	27 289	21 244	27 062
Christina Lake	4 279	6 170	4 620	3 670	2 630
Pelican Lake	27 324	24 975	27 826	27 306	29 211
Senlac	3 223	2 623	3 135	3 281	3 861
	<u>61 046</u>	<u>63 009</u>	<u>62 870</u>	<u>55 501</u>	<u>62 764</u>
Liquides classiques					
Pétrole lourd	19 062	17 834	18 354	19 383	20 694
Pétrole léger et moyen	31 492	31 173	31 100	31 306	32 399
Liquides de gaz naturel <sup>1)</sup>	1 203	1 158	1 167	1 204	1 283
<b>Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel</b>	<b>112 803</b>	<b>113 174</b>	<b>113 491</b>	<b>107 394</b>	<b>117 140</b>
<b>Gaz naturel (Mpi<sup>3</sup>/j)</b>					
Sables bitumineux	88	65	91	103	93
Classique	866	840	856	882	883
<b>Total de la production de gaz naturel</b>	<b>954</b>	<b>905</b>	<b>947</b>	<b>985</b>	<b>976</b>
<b>Total (bep/j)</b>	<b>271 803</b>	<b>264 007</b>	<b>271 324</b>	<b>271 561</b>	<b>279 807</b>

**Note :**

- 1) Les liquides de gaz naturel comprennent les volumes de condensats.

## Résultats par élément

Les tableaux suivants résument nos résultats par élément, avant déduction des redevances, pour chaque trimestre des périodes indiquées.

	Résultats par élément – 2010				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
<b>Pétrole lourd – Foster Creek (\$/b)</b>					
Prix <sup>1)</sup>	58,76	58,76	58,51	54,75	63,33
Redevances	9,08	11,41	9,56	9,38	5,76
Transport et fluidification	2,42	2,54	2,40	2,40	2,33
Charges d'exploitation	10,44	10,00	10,35	10,36	11,11
Revenu net	36,82	34,81	36,20	32,61	44,13
<b>Pétrole lourd – Christina Lake (\$/b)</b>					
Prix <sup>1)</sup>	57,96	58,42	56,45	54,99	62,27
Redevances	2,14	2,05	2,04	2,19	2,28
Transport et fluidification	3,54	1,54	3,69	4,52	4,47
Charges d'exploitation	16,56	17,40	15,94	16,50	16,41
Revenu net	35,72	37,43	34,78	31,78	39,11
<b>Pétrole lourd – Pelican Lake (\$/b)</b>					
Prix <sup>1)</sup>	62,65	61,38	58,93	62,05	68,04
Redevances	12,96	12,76	10,62	14,06	14,34
Transport et fluidification	1,42	1,04	1,77	1,52	1,30
Charges d'exploitation	12,76	13,37	13,26	13,29	11,23
Revenu net	35,51	34,21	33,28	33,18	41,17
<b>Pétrole lourd – Sables bitumineux (\$/b)</b>					
Prix	59,76	59,35	58,41	56,83	64,61
Redevances	9,53	10,79	9,30	10,03	7,94
Taxes à la production et impôts miniers	-	-	-	-	-
Transport et fluidification	2,25	2,08	2,35	2,35	2,23
Charges d'exploitation	11,70	11,54	11,83	11,81	11,65
Revenu net	36,28	34,94	34,93	32,64	42,79
<b>Pétrole lourd – Classique (\$/b)</b>					
Prix	63,18	60,45	59,40	61,35	71,16
Redevances	9,01	8,01	7,29	9,65	10,99
Taxes à la production et impôts miniers	0,19	0,05	0,17	0,10	0,44
Transport et fluidification	0,56	0,45	0,60	0,60	0,59
Charges d'exploitation	12,08	12,47	11,52	12,95	11,45
Revenu net	41,34	39,47	39,82	38,05	47,69
<b>Total – Pétrole lourd (\$/b)</b>					
Prix <sup>1)</sup>	60,33	59,53	58,59	57,57	65,76
Redevances	9,44	10,36	8,95	9,97	8,48
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,01	0,03	0,02	0,08
Transport et fluidification	1,97	1,83	2,04	2,06	1,94
Charges d'exploitation	11,77	11,68	11,77	11,99	11,61
Revenu net	37,12	35,65	35,80	33,53	43,65
<b>Pétrole léger et moyen (\$/b)</b>					
Prix	71,63	72,98	68,37	66,14	78,78
Redevances	9,30	7,69	9,32	10,17	10,05
Taxes à la production et impôts miniers	2,55	2,45	2,44	3,08	2,25
Transport et fluidification	1,66	1,89	1,81	1,51	1,45
Charges d'exploitation	12,27	12,99	12,02	12,84	11,25
Revenu net	45,85	47,96	42,78	38,54	53,78
<b>Total – Pétrole brut (\$/b)</b>					
Prix	62,98	62,75	60,86	59,51	68,87
Redevances	9,41	9,72	9,03	10,01	8,85
Taxes à la production et impôts miniers	0,62	0,59	0,59	0,71	0,59
Transport et fluidification	1,90	1,84	1,99	1,94	1,83
Charges d'exploitation	11,89	11,99	11,83	12,19	11,52
Revenu net	39,16	38,61	37,42	34,66	46,08
<b>Classique – Liquides de gaz naturel (\$/b)</b>					
Prix	61,00	63,60	54,43	58,71	67,42
Redevances	1,12	0,75	1,29	1,16	1,39
Revenu net	59,88	62,85	53,14	57,55	66,03

**Résultats par élément – 2010**

	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Total – Liquides (\$/b)</b>					
Prix	62,96	62,75	60,80	59,50	68,85
Redevances	9,33	9,63	8,96	9,93	8,78
Taxes à la production et impôts miniers	0,62	0,59	0,59	0,71	0,59
Transport et fluidification	1,88	1,82	1,97	1,94	1,83
Charges d'exploitation	11,78	11,84	11,72	12,08	11,42
<b>Revenu net</b>	<b>39,35</b>	<b>38,87</b>	<b>37,56</b>	<b>34,84</b>	<b>46,23</b>
<b>Total – Gaz naturel (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>					
Prix	4,09	3,55	3,68	3,78	5,27
Redevances	0,07	(0,04)	0,08	0,07	0,14
Taxes à la production et impôts miniers	0,02	0,02	0,03	(0,04)	0,07
Transport et fluidification	0,17	0,16	0,15	0,15	0,21
Charges d'exploitation	0,96	1,02	0,94	0,94	0,94
<b>Revenu net</b>	<b>2,87</b>	<b>2,39</b>	<b>2,48</b>	<b>2,66</b>	<b>3,91</b>
<b>Total (\$/bep)</b>					
Prix	44,01	42,82	41,49	41,46	50,16
Redevances	4,93	4,90	4,73	5,26	4,81
Taxes à la production et impôts miniers	0,37	0,35	0,38	0,24	0,52
Transport et fluidification	1,45	1,40	1,42	1,43	1,53
Charges d'exploitation <sup>2)</sup>	8,81	9,08	8,70	8,93	8,53
<b>Revenu net</b>	<b>28,45</b>	<b>27,09</b>	<b>26,26</b>	<b>25,60</b>	<b>34,77</b>

**Notes :**

- 1) Le prix du pétrole lourd pour l'exercice a été réduit à raison du coût des achats de condensats qui sont mélangés avec le pétrole lourd, soit les montants qui suivent : Foster Creek – 35,43 \$/b; Christina Lake – 36,66 \$/b; Pelican Lake – 14,69 \$/b; Total – Pétrole lourd – 26,88 \$/b.
- 2) Les charges d'exploitation pour l'exercice comprennent la récupération des coûts relatifs aux incitatifs à long terme représentant 0,15 \$/bep.

<b>Incidence des opérations de couverture financière réalisées</b>	<b>2010</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
Liquides (\$/b)	(0,36)	(1,29)	1,01	(0,40)	(0,78)
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	1,07	1,50	1,09	1,22	0,53
<b>Total (\$/bep)</b>	<b>2,99</b>	<b>3,65</b>	<b>3,77</b>	<b>3,37</b>	<b>1,20</b>

**Résultats par élément – 2009**

	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Pétrole lourd – Foster Creek (\$/b)</b>					
Prix <sup>1)</sup>	55,55	63,60	62,20	54,43	33,44
Redevances	1,42	2,31	1,85	0,66	0,22
Transport et fluidification	2,51	1,71	2,50	3,45	2,69
Charges d'exploitation	11,87	10,43	10,85	11,81	15,91
<b>Revenu net</b>	<b>39,75</b>	<b>49,15</b>	<b>47,00</b>	<b>38,51</b>	<b>14,62</b>
<b>Pétrole lourd – Christina Lake (\$/b)</b>					
Prix <sup>1)</sup>	53,45	57,07	64,85	57,32	32,44
Redevances	1,24	2,04	1,72	0,83	0,23
Transport et fluidification	3,09	0,96	5,36	2,83	3,38
Charges d'exploitation	16,31	18,06	15,31	13,69	18,21
<b>Revenu net</b>	<b>32,81</b>	<b>36,01</b>	<b>42,46</b>	<b>39,97</b>	<b>10,62</b>
<b>Pétrole lourd – Pelican Lake (\$/b)</b>					
Prix <sup>1)</sup>	54,77	62,73	61,87	55,39	38,66
Redevances	10,98	12,08	12,27	10,93	8,57
Transport et fluidification	0,30	(0,02)	0,67	0,06	0,45
Charges d'exploitation	9,59	11,64	7,03	9,74	10,15
<b>Revenu net</b>	<b>33,90</b>	<b>39,03</b>	<b>41,90</b>	<b>34,66</b>	<b>19,49</b>
<b>Pétrole lourd – Sables bitumineux (\$/b)</b>					
Prix	55,09	62,75	62,23	55,18	35,47
Redevances	4,98	5,37	5,66	4,86	3,69
Taxes à la production et impôts miniers	0,04	0,02	0,07	0,06	-
Transport et fluidification	1,81	1,14	2,15	2,16	1,85
Charges d'exploitation	11,49	11,41	9,69	11,53	13,89
<b>Revenu net</b>	<b>36,77</b>	<b>44,81</b>	<b>44,66</b>	<b>36,57</b>	<b>16,04</b>

**Résultats par élément – 2009**

	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Pétrole lourd – Classique (\$/b)</b>					
Prix	55,29	62,09	64,62	56,00	37,71
Redevances	5,47	8,61	8,39	4,13	0,61
Taxes à la production et impôts miniers	0,14	0,13	(0,04)	0,44	0,02
Transport et fluidification	1,91	1,59	1,22	2,75	2,11
Charges d'exploitation	9,47	12,06	9,31	9,72	6,91
<b>Revenu net</b>	<b>38,30</b>	<b>39,70</b>	<b>45,74</b>	<b>38,96</b>	<b>28,06</b>
<b>Total – Pétrole lourd (\$/b)</b>					
Prix <sup>1)</sup>	55,14	62,63	62,72	55,36	35,99
Redevances	5,08	5,95	6,22	4,70	2,98
Taxes à la production et impôts miniers	0,06	0,04	0,04	0,14	-
Transport et fluidification	1,83	1,22	1,96	2,28	1,91
Charges d'exploitation	11,07	11,52	9,61	11,13	12,27
<b>Revenu net</b>	<b>37,10</b>	<b>43,90</b>	<b>44,89</b>	<b>37,11</b>	<b>18,83</b>
<b>Pétrole léger et moyen (\$/b)</b>					
Prix	63,34	71,82	68,15	65,28	48,09
Redevances	7,39	11,72	8,09	6,56	3,14
Taxes à la production et impôts miniers	2,40	1,70	2,57	1,98	3,37
Transport et fluidification	0,98	0,70	0,83	1,18	1,21
Charges d'exploitation	9,93	9,53	10,00	9,53	10,67
<b>Revenu net</b>	<b>42,64</b>	<b>48,17</b>	<b>46,66</b>	<b>46,03</b>	<b>29,70</b>
<b>Total – Pétrole brut (\$/b)</b>					
Prix	57,22	64,85	64,00	57,95	39,40
Redevances	5,67	7,34	6,66	5,18	3,03
Taxes à la production et impôts miniers	0,65	0,44	0,64	0,62	0,95
Transport et fluidification	1,61	1,10	1,69	2,00	1,71
Charges d'exploitation	10,78	11,04	9,70	10,72	11,82
<b>Revenu net</b>	<b>38,51</b>	<b>44,93</b>	<b>45,31</b>	<b>39,43</b>	<b>21,89</b>
<b>Classique – Liquides de gaz naturel (\$/b)</b>					
Prix	49,08	59,06	49,17	44,65	43,42
Redevances	0,81	0,96	1,00	0,82	0,46
<b>Revenu net</b>	<b>48,27</b>	<b>58,10</b>	<b>48,17</b>	<b>43,83</b>	<b>42,96</b>
<b>Total – Liquides (\$/b)</b>					
Prix	57,14	64,79	63,85	57,81	39,45
Redevances	5,62	7,28	6,60	5,14	3,00
Taxes à la production et impôts miniers	0,65	0,44	0,63	0,61	0,94
Transport et fluidification	1,60	1,09	1,67	1,98	1,69
Charges d'exploitation	10,67	10,94	9,61	10,61	11,69
<b>Revenu net</b>	<b>38,60</b>	<b>45,04</b>	<b>45,34</b>	<b>39,47</b>	<b>22,13</b>
<b>Total – Gaz naturel (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>					
Prix	4,15	4,17	3,14	3,80	5,47
Redevances	0,08	0,16	0,02	0,01	0,15
Taxes à la production et impôts miniers	0,05	0,03	0,04	0,07	0,05
Transport et fluidification	0,15	0,12	0,16	0,16	0,18
Charges d'exploitation	0,86	0,81	0,84	0,83	0,94
<b>Revenu net</b>	<b>3,01</b>	<b>3,05</b>	<b>2,08</b>	<b>2,73</b>	<b>4,15</b>
<b>Total (\$/bep)</b>					
Prix	39,88	44,54	40,43	38,65	35,71
Redevances	2,87	4,05	3,22	2,35	1,81
Taxes à la production et impôts miniers	0,46	0,30	0,43	0,52	0,58
Transport et fluidification	1,24	0,91	1,29	1,41	1,34
Charges d'exploitation <sup>2)</sup>	7,71	7,85	7,24	7,52	8,27
<b>Revenu net</b>	<b>27,60</b>	<b>31,43</b>	<b>28,25</b>	<b>26,85</b>	<b>23,71</b>

**Notes :**

- 1) Le prix du pétrole lourd pour l'exercice a été réduit à raison du coût des achats de condensats qui sont mélangés avec le pétrole lourd, soit les montants qui suivent : Foster Creek – 27,45 \$/b; Christina Lake – 28,90 \$/b; Pelican Lake – 13,16 \$/b; Total – Pétrole lourd – 19,68 \$/b.
- 2) Les charges d'exploitation pour l'exercice comprennent la récupération des coûts relatifs aux incitatifs à long terme représentant 0,09 \$/bep.

<b>Incidence des opérations de couverture financière réalisées</b>	<b>2009</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
Liquides (\$/b)	1,10	(0,05)	(0,01)	1,54	3,29
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	3,63	2,27	4,41	4,33	3,43
<b>Total (\$/bep)</b>	<b>12,16</b>	<b>6,92</b>	<b>13,77</b>	<b>14,91</b>	<b>13,06</b>

	<b>Résultats par élément – 2008</b>				
	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Pétrole lourd – Foster Creek (\$/b)</b>					
Prix <sup>1)2)</sup>	64,94	21,42	94,96	96,51	60,07
Redevances	0,66	0,35	0,96	0,91	0,53
Transport et fluidification	2,33	2,28	2,03	2,63	2,44
Charges d'exploitation	15,04	12,09	14,74	19,87	14,80
<b>Revenu net</b>	<b>46,91</b>	<b>6,70</b>	<b>77,23</b>	<b>73,10</b>	<b>42,30</b>
<b>Pétrole lourd – Christina Lake (\$/b)</b>					
Prix <sup>1)2)</sup>	62,87	35,46	89,43	81,81	56,97
Redevances	0,60	0,34	0,94	0,77	0,40
Transport et fluidification	3,57	3,33	2,90	3,62	5,20
Charges d'exploitation	23,95	16,88	22,79	30,92	33,42
<b>Revenu net</b>	<b>34,75</b>	<b>14,91</b>	<b>62,80</b>	<b>46,50</b>	<b>17,95</b>
<b>Pétrole lourd – Pelican Lake (\$/b)</b>					
Prix <sup>1)</sup>	78,15	38,91	96,43	105,61	70,92
Redevances	15,75	7,85	19,88	21,82	13,29
Transport et fluidification	0,31	0,07	0,80	0,23	0,14
Charges d'exploitation	8,01	8,39	6,02	9,80	7,83
<b>Revenu net</b>	<b>54,08</b>	<b>22,60</b>	<b>69,73</b>	<b>73,76</b>	<b>49,66</b>
<b>Pétrole lourd – Sables bitumineux (\$/b)</b>					
Prix	71,28	30,11	95,59	99,82	65,57
Redevances	7,98	3,59	10,64	11,47	6,85
Taxes à la production et impôts miniers	0,07	0,03	0,08	0,08	0,10
Transport et fluidification	1,50	1,48	1,54	1,49	1,48
Charges d'exploitation	12,56	11,06	11,44	15,78	12,35
<b>Revenu net</b>	<b>49,17</b>	<b>13,95</b>	<b>71,89</b>	<b>71,00</b>	<b>44,79</b>
<b>Pétrole lourd – Classique (\$/b)</b>					
Prix	78,61	46,83	105,10	90,49	69,13
Redevances	10,95	6,45	14,17	12,98	9,75
Taxes à la production et impôts miniers	0,08	0,20	0,18	(0,31)	0,26
Transport et fluidification	2,72	2,82	3,57	2,59	2,06
Charges d'exploitation	8,42	6,85	7,69	9,29	9,37
<b>Revenu net</b>	<b>56,44</b>	<b>30,51</b>	<b>79,49</b>	<b>65,94</b>	<b>47,69</b>
<b>Total – Pétrole lourd (\$/b)</b>					
Prix <sup>1)</sup>	73,06	33,37	97,80	97,36	66,57
Redevances	8,70	4,15	11,46	11,87	7,66
Taxes à la production et impôts miniers	0,07	0,06	0,10	(0,02)	0,14
Transport et fluidification	1,79	1,74	2,01	1,78	1,64
Charges d'exploitation	11,55	10,24	10,56	14,07	11,52
<b>Revenu net</b>	<b>50,95</b>	<b>17,18</b>	<b>73,67</b>	<b>69,66</b>	<b>45,61</b>
<b>Pétrole léger et moyen (\$/b)</b>					
Prix	89,87	49,88	111,91	109,29	88,58
Redevances	11,22	4,10	14,90	14,87	11,03
Taxes à la production et impôts miniers	3,45	2,55	4,71	3,99	2,57
Transport et fluidification	1,23	1,19	1,39	1,22	1,11
Charges d'exploitation	9,66	9,19	8,33	11,14	9,97
<b>Revenu net</b>	<b>64,31</b>	<b>32,85</b>	<b>82,58</b>	<b>78,07</b>	<b>63,90</b>
<b>Total – Pétrole brut (\$/b)</b>					
Prix	77,80	37,88	101,77	100,82	72,84
Redevances	9,41	4,14	12,43	12,74	8,62
Taxes à la production et impôts miniers	1,02	0,74	1,39	1,14	0,83
Transport et fluidification	1,63	1,59	1,84	1,61	1,49
Charges d'exploitation	11,02	9,95	9,94	13,22	11,08
<b>Revenu net</b>	<b>54,72</b>	<b>21,46</b>	<b>76,17</b>	<b>72,11</b>	<b>50,82</b>

**Résultats par élément – 2008**

	<b>Exercice</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
<b>Classique – Liquides de gaz naturel (\$/b)</b>					
Prix	82,32	54,51	102,20	97,32	75,33
Redevances	1,40	1,55	1,78	1,21	1,22
<b>Revenu net</b>	<b>80,92</b>	<b>52,96</b>	<b>100,42</b>	<b>96,11</b>	<b>74,11</b>
<b>Total – Liquides (\$/b)</b>					
Prix	77,84	38,04	101,77	100,78	72,87
Redevances	9,32	4,11	12,32	12,61	8,54
Taxes à la production et impôts miniers	1,01	0,73	1,38	1,13	0,82
Transport et fluidification	1,62	1,58	1,82	1,60	1,47
Charges d'exploitation	10,90	9,85	9,83	13,08	10,95
<b>Revenu net</b>	<b>54,99</b>	<b>21,77</b>	<b>76,42</b>	<b>72,36</b>	<b>51,09</b>
<b>Total – Gaz naturel (\$/kpi<sup>3</sup>)</b>					
Prix	8,17	6,82	8,97	9,58	7,21
Redevances	0,42	0,19	0,51	0,59	0,37
Taxes à la production et impôts miniers	0,11	0,07	0,16	0,15	0,06
Transport et fluidification	0,24	0,25	0,24	0,22	0,24
Charges d'exploitation	0,84	0,84	0,61	0,95	0,98
<b>Revenu net</b>	<b>6,56</b>	<b>5,47</b>	<b>7,45</b>	<b>7,67</b>	<b>5,56</b>
<b>Total (\$/bep)</b>					
Prix	60,99	39,67	73,74	74,76	55,55
Redevances	5,35	2,43	6,91	7,18	4,85
Taxes à la production et impôts miniers	0,80	0,54	1,13	0,99	0,54
Transport et fluidification	1,51	1,54	1,61	1,44	1,45
Charges d'exploitation <sup>3)</sup>	7,49	7,14	6,21	8,64	7,97
<b>Revenu net</b>	<b>45,84</b>	<b>28,02</b>	<b>57,88</b>	<b>56,51</b>	<b>40,74</b>

**Notes :**

- 1) Le prix du pétrole lourd pour l'exercice a été réduit à raison du coût des achats de condensats qui sont mélangés avec le pétrole lourd, soit les montants qui suivent : Foster Creek – 48,61 \$/b; Christina Lake – 47,93 \$/b; Pelican Lake – 17,64 \$/b; Total – Pétrole lourd – 31,04 \$/b.
- 2) Le prix pour Foster Creek comprend l'incidence de la réduction de valeur des stocks de condensats à leur valeur réalisable nette (2008 – 5,52 \$/b; T4 2008 – 15,26 \$/b; T3 2008 – 3,73 \$/b); le prix pour Christina Lake en 2008 comprend l'incidence de la réduction de valeur des stocks de condensats à leur valeur réalisable nette (2008 – 1,98 \$/b; T4 2008 – 5,34 \$/b).
- 3) Les charges d'exploitation pour l'exercice comprennent la récupération des coûts relatifs aux incitatifs à long terme représentant 0,10 \$/bep.

<b>Incidence des opérations de couverture financière réalisées</b>	<b>2008</b>	<b>T4</b>	<b>T3</b>	<b>T2</b>	<b>T1</b>
Liquides (\$/b)	(5,35)	3,10	(8,03)	(11,05)	(5,89)
Gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> )	(0,24)	1,27	(1,11)	(1,33)	0,32
<b>Total (\$/bep)</b>	<b>(3,05)</b>	<b>5,67</b>	<b>(7,24)</b>	<b>(9,22)</b>	<b>(1,32)</b>

**Dépenses en immobilisations, acquisitions et aliénations**

Nous disposons d'un nombre important d'occasions de croissance interne et continuons d'examiner les occasions d'acquisition sélectives qui nous permettront d'agrandir et de développer nos terrains pétroliers et gaziers. Les occasions d'acquisition pourraient comprendre les acquisitions d'entreprises ou d'actifs. Nous pouvons financer de telles acquisitions au moyen de capitaux d'emprunt, de capitaux propres, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, du produit de l'aliénation d'actifs ou d'une combinaison de ces sources.

Nous avons également un programme actif visant à nous départir de certains actifs non essentiels afin de nous concentrer davantage sur notre plan d'affaires à long terme et de générer des produits pour financer, en partie, nos investissements de capitaux.



Le tableau suivant résume nos investissements de capitaux nets pour 2010 et 2009.

	<b>2010</b>	<b>2009</b>
	(en millions de dollars)	
<b>Investissements de capitaux</b>		
En amont		
Foster Creek	278	262
Christina Lake	346	224
Total	624	486
Pelican Lake	104	72
Autres régions du segment des sables bitumineux	139	71
Classique	523	466
	1 390	1 095
Raffinage et commercialisation	656	1 033
Activités non sectorielles	76	34
<b>Investissements de capitaux</b>	<b>2 122</b>	<b>2 162</b>
Acquisitions	86	148
Aliénations	(307)	(367)
<b>Activités nettes d'acquisition et d'aliénation</b>	<b>(221)</b>	<b>(219)</b>
<b>Investissements de capitaux nets</b>	<b>1 901</b>	<b>1 943</b>

## AUTRES RENSEIGNEMENTS

### Concurrence

Une forte concurrence existe dans tous les aspects de l'industrie pétrolière et gazière. Veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Concurrence » pour obtenir de plus amples renseignements sur la concurrence à laquelle Cenovus doit faire face.

### Considérations environnementales

Nos activités sont assujetties aux lois et aux règlements en matière de pollution, de protection de l'environnement et de manipulation et de transport de matières dangereuses. Ces lois et règlements nous obligent généralement à supprimer ou à corriger les effets de nos activités sur l'environnement dans nos sites d'exploitation passés et actuels, et notamment à démanteler les installations de production et à réparer les dommages causés par l'utilisation ou le rejet de substances déterminées. Le comité de la santé, de l'environnement et de la responsabilité de notre conseil examine les politiques relatives à la responsabilité de l'entreprise, y compris l'environnement, et fait ses recommandations à cet égard et voit au respect des lois et des règlements imposés par les États. Les programmes de surveillance et d'information sur le rendement en matière d'environnement, de santé et de sécurité des activités quotidiennes ainsi que les inspections et les vérifications, servent à garantir que les normes environnementales et réglementaires sont observées. Des plans d'urgence ont été mis en place pour réagir en temps utile aux situations environnementales, et des programmes de correction et de remise en état de sites ont été instaurés et sont déployés pour restaurer l'environnement.

Nous reconnaissons que les émissions de carbone ont un coût et nous croyons que la réglementation des gaz à effet de serre et le coût du carbone à divers niveaux de prix peuvent être pris en compte de façon adéquate dans le cadre des plans d'affaires futurs. À ce titre, la direction et le conseil examinent les répercussions de divers scénarios en tenant compte de l'effet contraignant du carbone sur notre stratégie en fonction d'une fourchette de prix actuelle allant de 15 \$ US à 65 \$ US la tonne d'émissions appliquée à tout un éventail d'options de politiques réglementaires. L'avantage majeur tiré de l'application d'une fourchette de prix du carbone au niveau stratégique est qu'elle peut permettre de dégager des indications directes pour la répartition des capitaux. Malgré l'incertitude qui entoure l'éventuelle réglementation sur les émissions, nous continuons d'évaluer le coût du carbone par rapport à nos investissements selon divers scénarios. Pour consulter un exposé sur les risques associés à cette incertitude, veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Réglementation relative aux changements climatiques ».

Nous examinons également l'effet de la réglementation du carbone sur nos projets majeurs, y compris nos activités relatives aux sables bitumineux et nos actifs de raffinage. Nous continuons de superviser étroitement l'évolution de la législation éventuelle en matière de gaz à effet de serre aux États-Unis. Certaines des lois concernant les changements climatiques envisagées aux États-Unis pourraient obliger les raffineurs à obtenir des crédits d'émission de gaz à effet de serre, y compris le CO<sub>2</sub>, en fonction de la teneur en carbone de leurs carburants et combustibles. L'adoption de ce type de loi pourrait avoir une incidence importante sur la structure de coût des produits pétroliers raffinés qui se répercuterait au consommateur.

Nous nous attendons à devoir engager des coûts d'abandon et de remise en état de sites à mesure que des terrains pétroliers et gaziers sont abandonnés et doivent être remis en état. En 2010, les dépenses allant au-delà du strict respect de la réglementation environnementale n'ont pas été importantes et nous ne prévoyons pas devoir en engager beaucoup en 2011. Veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Réglementation environnementale » pour obtenir davantage de renseignements sur l'incidence des questions de protection de l'environnement sur Cenovus.

### **Politiques sociales et environnementales**

Nos activités sont régies par une politique de responsabilité d'entreprise (« RE ») qui établit clairement les responsabilités du personnel, y compris les membres de la direction et les vendeurs et fournisseurs qui travaillent avec Cenovus. En 2010, notre politique de RE a été révisée dans le cadre d'un processus axé sur l'engagement auprès des employés et des experts de l'industrie. En vertu de cette politique, nous nous engageons à exercer nos activités de manière responsable, transparente et respectueuse tout en nous conformant aux lois et aux règlements pertinents et applicables ainsi qu'aux normes de l'industrie. Les révisions apportées à la politique ont été approuvées par notre équipe de direction et notre conseil. Elle a été mise en application officiellement le 30 novembre 2010 et peut être consultée sur notre site Web, [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com).

La politique de RE de Cenovus porte sur six principaux domaines : i) le leadership; ii) la gouvernance d'entreprise et les pratiques commerciales; iii) les droits de la personne; iv) le respect de l'environnement; v) l'engagement envers les parties intéressées et les autochtones; et vi) la participation à la communauté et l'engagement envers celle-ci. Nous maintiendrons la production de nos rapports externes sur notre rendement dans ces domaines au moyen de nos rapports de RE, qui suivent les lignes directrices de la Global Reporting Initiative et les normes établies par l'Association canadienne des producteurs pétroliers dans son programme *Responsible Canadian Energy*. La politique met l'accent sur notre engagement à assurer la protection de la santé et de la sécurité de toutes les personnes touchées par nos activités, tant notre main-d'œuvre que les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités. Nous ne compromettrons pas la santé et la sécurité des personnes par l'exercice de nos activités. Cenovus s'efforcera de procurer un environnement de travail sécuritaire et salubre et nous attendons de nos travailleurs qu'ils respectent les pratiques de santé et de sécurité établies pour leur protection. En outre, la politique comprend des mentions de la gestion des mesures d'urgence et de l'investissement dans des projets d'efficacité énergétique, de nouvelles technologies et de la recherche, et elle appuie les principes de la Déclaration universelle des droits de l'homme.

En 2011, Cenovus poursuivra le déploiement de sa politique de RE afin de s'assurer que les engagements qui y sont exprimés sont compris et mis en application dans l'ensemble de l'organisation. Ce déploiement comprendra 1) une nouvelle affiche de RE distribuée dans l'ensemble de la société; 2) quatre vidéos présentant les divers engagements visés par la politique de RE; 3) un fil de nouvelles présentant des articles concernant les employés; 4) un nouvel outil interactif de formation en ligne des employés; et 5) une présentation donnée au cours des séances de formation des nouveaux employés.

De plus, la politique de RE sera l'une des composantes de la mise en application du nouveau système de gestion de l'exploitation de Cenovus, qui sera lancé dans l'ensemble de la société en 2011. Parmi certaines des mesures que Cenovus a prises en vue d'assurer la réussite de la mise en œuvre de sa politique, on compte les suivantes : i) un programme de sécurité en vue d'évaluer périodiquement les menaces qui pourraient peser sur la sécurité des activités commerciales et en vue de gérer les risques connexes; ii) des mesures du rendement en matière de responsabilité d'entreprise afin d'évaluer notre progrès; iii) un programme d'efficacité énergétique privilégiant la réduction de l'utilisation de l'énergie

dans les activités de Cenovus et favorisant les initiatives au niveau des communautés tout en incitant les employés à réduire l'utilisation de l'énergie dans leur maison; iv) une pratique d'enquête et un comité chargé des enquêtes en vue d'examiner et de corriger les violations éventuelles des politiques et des pratiques de Cenovus ou d'autres règlements; v) une ligne d'appel de promotion de l'intégrité qui offre un autre moyen aux parties intéressées de Cenovus de faire connaître leurs préoccupations ainsi que le site Web de responsabilité de la société qui permet aux gens d'écrire à Cenovus pour manifester leurs inquiétudes sur des questions non financières; vi) des politiques et des pratiques connexes comme une politique de lutte contre l'alcoolisme et la toxicomanie et une pratique d'éthique commerciale et des lignes directrices relatives aux comportements à adopter en ce qui concerne l'acceptation de cadeaux, les conflits d'intérêts et l'utilisation adéquate du matériel et de la technologie de Cenovus d'une façon conforme aux pratiques d'éthique commerciale prépondérantes; et vii) une exigence en ce qui concerne la reconnaissance et l'approbation des politiques clés de la part de notre conseil et de nos employés. Notre conseil d'administration approuve la politique de RE conformément à la recommandation du comité de la santé, de l'environnement et de la responsabilité, est informé des violations importantes de la politique et reçoit des mises à jour sur les tendances, les questions ou les événements qui pourraient avoir une incidence sur Cenovus.

### Employés

Le tableau qui suit résume la répartition de nos employés équivalents temps plein (« ETP ») au 31 décembre 2010 :

	<b>Employés ETP</b>
Sables bitumineux	823
Classique	527
Raffinage et commercialisation	67
Activités non sectorielles de Cenovus	958
<b>Total</b>	<b>2 375</b>

Nous retenons également les services d'un certain nombre d'entrepreneurs et de fournisseurs de services. Veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Membres clés du personnel » pour obtenir de plus amples renseignements sur les questions relatives aux employés qui peuvent avoir une incidence sur Cenovus.

### Activités à l'étranger

La totalité de nos réserves, de notre production et de nos actifs sont situés en Amérique du Nord, ce qui limite notre exposition aux risques et aux incertitudes présents dans certains pays jugés instables sur les plans politique et économique. Les activités futures et actifs connexes à l'extérieur de l'Amérique du Nord peuvent être influencés de façon défavorable par des changements des politiques des États concernés, l'instabilité sociale ou d'autres événements politiques ou économiques dans ces États qui sont indépendants de notre volonté, y compris l'expropriation de biens, l'annulation ou la modification de droits contractuels ou l'imposition de restrictions sur le rapatriement d'argent. Veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Taux de change » pour obtenir davantage de renseignements sur les taux de change ayant une incidence sur Cenovus.

## ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

### Administrateurs

Les personnes qui suivent agissent, à l'heure actuelle, à titre d'administrateurs de Cenovus, jusqu'à la fin de la prochaine assemblée annuelle des actionnaires.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis <sup>1)</sup>	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Ralph S. Cunningham <sup>(2,4,5,7)</sup> Houston (Texas) États-Unis	2009	M. Cunningham est président du conseil d'Enterprise Products Holdings, LLC, commandité remplaçant d'Enterprise Products Partners L.P., société en commandite. D'août 2007 à novembre 2010, M. Cunningham a été administrateur, président et chef de la direction d'EPE Holdings, LLC, seul commandité d'Enterprise GP Holdings L.P., société de portefeuille ouverte de l'industrie des services d'énergie intermédiaires. De décembre 2005 à juin 2007, il a exercé les fonctions de vice-président directeur de groupe et de chef de l'exploitation et, de juin 2007 à juillet 2007, celles de président et de chef de la direction par intérim d'Enterprise Products GP, LLC, commandité d'Enterprise Products Partners LP. Il a également été administrateur de la même entité de décembre 2005 à mai 2010. De décembre 2009 à novembre 2010, il a été administrateur de LE GP, LLC, commandité d'Energy Transfer Equity, L.P. À l'heure actuelle, il est administrateur d'Agrium, Inc. et administrateur et président du conseil de TETRA Technologies, Inc. Il est aussi membre du conseil consultatif de génie chimique et du conseil consultatif en génie de la Auburn University.
Patrick D. Daniel <sup>(2,3,4,5)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2009	M. Daniel est un administrateur et le président et chef de la direction d'Enbridge Inc., société ouverte de distribution d'énergie. Il est administrateur de la Banque Canadienne Impériale de Commerce et membre du bureau de révision nord-américain d'American Air Liquide Holdings, Inc. Il est également membre du National Petroleum Council (comité consultatif sur le pétrole et le gaz naturel du secrétaire de l'énergie aux États-Unis), administrateur de l'American Petroleum Institute et membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta.
Ian W. Delaney <sup>(2,4,5,7)</sup> Toronto (Ontario) Canada	2009	M. Delaney est président du conseil et chef de la direction de Sherritt International Corporation, société ouverte du secteur des ressources naturelles diversifiées qui produit du nickel, du cobalt, du charbon thermique, du pétrole et du gaz et de l'électricité. Il est également président du conseil de The Westaim Corporation et administrateur d'OPTI Canada Inc.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis <sup>1)</sup>	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Brian C. Ferguson <sup>(8)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2009	M. Ferguson est devenu président et chef de la direction de Cenovus le 30 novembre 2009. Avant d'occuper ce poste, il avait été nommé vice-président directeur et chef des finances d'Encana en mars 2006. Au moment de la fusion intervenue entre Alberta Energy Company Ltd. et PanCanadian Energy Corporation en 2002, M. Ferguson avait été nommé vice-président directeur de l'expansion de l'entreprise chargé des relations avec les investisseurs, de l'expansion des affaires, y compris la planification stratégique générale, les acquisitions et les désinvestissements ainsi que les évaluations des réserves de la société, et de l'équipe combinée des affaires juridiques et du secrétariat de la société. À l'heure actuelle, M. Ferguson siège au conseil de l'Association canadienne des producteurs pétroliers. Il est Fellow de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta et membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) et du Conseil canadien des chefs d'entreprise. Auparavant, il a été président du Conseil sur la surveillance des risques et la gouvernance de l'ICCA.
Michael A. Grandin <sup>(2,5,9)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2009 (Président du conseil)	M. Grandin est le président de notre conseil d'administration. Il est également administrateur de BNS Split Corp. Il est de la Banque HSBC Canada. Il a été président du conseil et chef de la direction de la Fiducie houillère canadienne Fording de février 2003 à octobre 2008 lorsque cette entité a été acquise par Teck Cominco Limited. Il a été président de PanCanadian Energy Corporation d'octobre 2001 à avril 2002 lorsque celle-ci a fusionné avec Alberta Energy Company Ltd. pour former Encana Corporation. M. Grandin a exercé les fonctions de doyen de la Haskayne School of Business de la University of Calgary d'avril 2004 à janvier 2006.
Valerie A.A. Nielsen <sup>(2,3,5,6)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2009	M <sup>me</sup> Nielsen est administratrice de la Corporation Wajax. Elle a été membre et présidente du groupe consultatif sur l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT), sur l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA) et sur d'autres questions de commerce international se rapportant à l'énergie, aux produits chimiques et aux matières plastiques de 1986 à 2002. M <sup>me</sup> Nielsen a également été administratrice de la Banque du Canada et du Comité olympique canadien.
Charles M. Rampacek <sup>(2,5,6,7)</sup> Dallas (Texas) États-Unis	2009	M. Rampacek est administrateur d'Enterprise Products Holdings, LLC, seul commandité d'Enterprise Products Partners, L.P., administrateur de Flowserve Corporation et administrateur et président du conseil d'Arden Holdings, LLC. M. Rampacek est également membre du conseil consultatif en génie de la University of Texas et du College of Engineering Leadership Board de la University of Alabama.
Colin Taylor <sup>(3,4,5)</sup> Toronto (Ontario) Canada	2009	M. Taylor a exercé pendant deux mandats consécutifs de quatre ans les fonctions de chef de la direction et d'associé directeur chez Deloitte & Touche s.r.l. et, par la suite, celles de conseiller principal auprès du même cabinet jusqu'à son départ à la retraite en mai 2008. Il est également membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés et Fellow de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis <sup>1)</sup>	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Wayne G. Thomson <sup>(2,5,6,7)</sup> Calgary (Alberta) Canada	2009	M. Thomson est président du conseil et président d'Enviro Valve Inc., société fermée de fabrication de soupapes de surpression brevetées. Il est aussi administrateur de Virgin Resources Limited, président du conseil de TG World Energy Corp. et administrateur d'Orion Oil & Gas Corporation. M. Thomson est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta et de la World Presidents' Organization.

**Notes :**

- 1) Chacun des administrateurs est devenu membre de notre conseil aux termes de l'arrangement.
- 2) Ancien administrateur d'Encana.
- 3) Membre du comité d'audit.
- 4) Membre du comité des ressources humaines et de la rémunération.
- 5) Membre du comité des candidatures et de gouvernance.
- 6) Membre du comité des réserves.
- 7) Membre du comité de la sécurité, de l'environnement et de la responsabilité.
- 8) À titre de dirigeant et d'administrateur non indépendant, M. Ferguson n'est membre d'aucun des comités de notre conseil.
- 9) Membre d'office, bénéficiant d'une invitation permanente, sans droit de vote de tous les autres comités. En tant que membre d'office sans droit de vote, M. Grandin assiste aux réunions lorsque son horaire le lui permet et peut voter lorsque cela est requis pour atteindre le quorum fixé.

## Membres de la haute direction

Les personnes suivantes sont actuellement membres de la haute direction de Cenovus.

Nom et résidence	Poste et occupation principale au cours des cinq dernières années
Brian C. Ferguson Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction  Les renseignements d'ordre biographique de M. Ferguson sont présentés à la rubrique « Administrateurs ».
Ivor M. Ruste Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef des finances  M. Ruste est devenu vice-président directeur et chef des finances le 30 novembre 2009. De mai 2006 jusqu'en novembre 2009, M. Ruste a occupé les postes suivants auprès d'Encana : vice-président directeur de la responsabilité d'entreprise et chef de la gestion des risques à partir de mai 2009; vice-président directeur et chef de la gestion des risques à partir de janvier 2008; vice-président des finances pour la division pétrolière intégrée à partir de janvier 2007; et vice-président des finances du groupe des finances de l'entreprise à partir de mai 2006. De février 2003 à avril 2006, il était associé et associé directeur de bureau pour le bureau de KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l. à Edmonton, en Alberta, ainsi qu'associé directeur régional de l'Alberta pour ce même cabinet. Au cours de cette période, il a également été membre du conseil d'administration de KPMG Canada et, de décembre 2003 à mars 2006, il a été vice-président du conseil d'administration de KPMG Canada.
John K. Brannan Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef de l'exploitation  M. Brannan est devenu vice-président directeur et chef de l'exploitation le 1 <sup>er</sup> décembre 2010. De novembre 2009 à novembre 2010, M. Brannan a été notre vice-président directeur (président de la division pétrolière intégrée). Avant novembre 2009, M. Brannan a occupé les postes suivants auprès d'Encana : vice-président directeur (président de la division pétrolière intégrée) à partir de janvier 2007; directeur général des entreprises outre-frontières et des nouvelles entreprises internationales à partir de juillet 2005 et, de novembre 2003 à juin 2005, directeur général des entreprises internationales et nouvelles.
Harbir S. Chhina Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Segment des sables bitumineux  M. Chhina est devenu vice-président directeur du segment des sables bitumineux le 1 <sup>er</sup> décembre 2010. De novembre 2009 à novembre 2010, il a été notre vice-président directeur de la mise en valeur assistée du pétrole et des nouvelles zones de ressources. Avant novembre 2009, M. Chhina a occupé les postes suivants auprès d'Encana : vice-président des activités en amont de la division pétrolière intégrée à partir de janvier 2007 et, d'avril 2002 à décembre 2006, vice-président de l'unité d'exploitation de la récupération du pétrole.
Kerry D. Dyte Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire général  M. Dyte est devenu vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire général le 30 novembre 2009. Avant novembre 2009, M. Dyte a occupé les postes suivants auprès d'Encana : de janvier 2007 à novembre 2009, vice-président, chef du contentieux et secrétaire général et, de décembre 2002 à décembre 2006, chef du contentieux et secrétaire général.

Nom et résidence	Poste et occupation principale au cours des cinq dernières années
Judy A. Fairburn Calgary (Alberta) Canada	<p>Vice-présidente directrice, Environnement et planification stratégique</p> <p>M<sup>me</sup> Fairburn est devenue vice-présidente directrice de l'environnement et de la planification stratégique le 30 novembre 2009. Avant novembre 2009, M<sup>me</sup> Fairburn a occupé les postes suivants auprès d'Encana : vice-présidente de l'environnement et de la responsabilité d'entreprise à partir de mai 2009; vice-présidente de l'environnement et de la planification stratégique à partir de décembre 2008; vice-présidente des activités en aval à partir de janvier 2007 et vice-présidente de l'unité d'exploitation de Weyburn à partir de juillet 2004.</p>
Sheila M. McIntosh Calgary (Alberta) Canada	<p>Vice-présidente directrice, Communications et relations avec les parties intéressées</p> <p>M<sup>me</sup> McIntosh est devenue vice-présidente directrice des communications et des relations avec les parties intéressées le 30 novembre 2009. Avant novembre 2009, M<sup>me</sup> McIntosh a occupé les postes suivants auprès d'Encana : vice-présidente directrice des communications de l'entreprise à partir de janvier 2007 et, d'avril 2002 à décembre 2006, vice-présidente des relations avec les investisseurs.</p>
Donald T. Swystun Calgary (Alberta) Canada	<p>Vice-président directeur, Raffinage, commercialisation, transport et développement</p> <p>M. Swystun est devenu vice-président directeur du raffinage, de la commercialisation, du transport et du développement le 1<sup>er</sup> décembre 2010. De novembre 2009 à novembre 2010, il a été notre vice-président directeur (président de la division des plaines canadiennes). Avant novembre 2009, M. Swystun a occupé les postes suivants auprès d'Encana : vice-président directeur (président de la division des plaines canadiennes) à partir de janvier 2007; vice-président directeur de l'expansion de l'entreprise à partir de mars 2006 et, de septembre 2001 à février 2006, président de la région de l'Équateur.</p>
Hayward J. Walls Calgary (Alberta) Canada	<p>Vice-président directeur, Organisation et perfectionnement en milieu du travail</p> <p>M. Walls est devenu vice-président directeur de l'organisation et du perfectionnement en milieu du travail le 30 novembre 2009. Avant novembre 2009, M. Walls a occupé les postes suivants auprès d'Encana : vice-président directeur des services généraux à partir de janvier 2006; et, à partir de novembre 2003, vice-président des services de l'information et chef de l'information.</p>

Au 31 décembre 2010, la totalité de nos administrateurs et des membres de notre haute direction, en tant que groupe, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 176 735 actions ordinaires, soit environ 0,16 pour cent du nombre d'actions ordinaires qui étaient en circulation à cette date, ou exerçaient un contrôle ou une emprise sur de telles actions, directement ou indirectement.

Les investisseurs devraient être conscients du fait que certains de nos administrateurs et dirigeants sont des administrateurs et des dirigeants d'autres sociétés ouvertes ou fermées. Certaines de ces sociétés ouvertes ou fermées peuvent, de temps à autre, participer à des opérations commerciales ou entretenir des relations bancaires pouvant créer des situations de conflits d'intérêts. En cas de conflits d'intérêts, ceux-ci seront réglés en conformité avec les procédures et exigences des dispositions pertinentes de la LCSA, y compris le devoir de ces administrateurs ou dirigeants d'agir honnêtement et de bonne foi dans l'intérêt fondamental de Cenovus.



### **Ordonnances de cessation des opérations, faillites, pénalités ou sanctions**

À notre connaissance, sauf tel qu'il est décrit ci-dessous, aucun de nos administrateurs ou membres de la haute direction n'est, en date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des dix années antérieures à la date de la présente notice annuelle, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une autre société qui :

- a) a fait l'objet d'une ordonnance de cessation des opérations, d'une ordonnance similaire ou d'une ordonnance qui empêchait la société en question d'obtenir certaines dispenses aux termes de la législation en valeurs mobilières qui est restée en vigueur pendant une période de plus de 30 jours consécutifs (collectivement, une « ordonnance ») et qui a été rendue alors que cette personne agissait en qualité d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances;
- b) a fait l'objet d'une ordonnance qui a été rendue après la fin du mandat de cet administrateur ou de ce membre de la haute direction à titre d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances de la société visée par cette ordonnance et qui découlait d'un événement s'étant produit pendant le mandat de cette personne à titre d'administrateur, de chef de la haute direction ou de chef des finances.

À notre connaissance, sauf tel qu'il est décrit ci-dessous, aucun de nos administrateurs ou membres de la direction :

- a) n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, un administrateur ou un membre de la haute direction d'une société qui, alors que cette personne agissait à ce titre, ou dans un délai de un an de la date à laquelle la personne a cessé d'agir à ce titre, a fait faillite, a fait une proposition en vertu d'une loi relativement à sa propre faillite ou insolvabilité ou a fait l'objet de procédures, d'un arrangement ou d'un concordat avec des créanciers ou en a institué ou s'est vu nommer un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic pour détenir ses actifs;
- b) n'a, au cours de la période de dix ans précédant la date de la présente notice annuelle, fait faillite, fait une proposition en vertu des lois relatives à la faillite ou à l'insolvabilité ni n'a fait l'objet de procédures, d'un arrangement ou d'un concordat avec des créanciers ou n'en a institué ou s'est vu nommer un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic pour détenir les actifs de l'administrateur ou du membre de la haute direction.

M. Rampacek était le président du conseil d'administration et le président et chef de la direction de Probex Corporation (« Probex ») en 2003 lorsque la société a déposé une requête de redressement aux termes du chapitre 7 du code intitulé *Bankruptcy Code* (États-Unis). En 2005, en raison de la faillite, deux plaintes réclamant la récupération de certaines pertes alléguées ont été déposées contre d'anciens dirigeants et administrateurs de Probex, dont M. Rampacek. American International Group, Inc. (« AIG ») a opposé sa défense à ces plaintes conformément à la politique d'assurance des administrateurs et des dirigeants de Probex, et elle a conclu un règlement et versé les montants convenus, avec l'accord du tribunal des faillites, au cours de 2006. Une autre plainte a été déposée en 2005 contre des porteurs de billets de Probex, dont M. Rampacek faisait partie. Un règlement de 2 000 \$ a été conclu, avec l'accord du tribunal des faillites, en 2006.

## COMITÉ D'AUDIT

*Le texte du mandat du comité d'audit est joint à l'annexe C de la présente notice annuelle.*

### **Composition du comité d'audit**

Le comité d'audit se compose de trois membres, qui sont tous indépendants et ont tous des connaissances financières conformément au *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (le « Règlement 52-110 ») et la Norme canadienne 52-110 ailleurs qu'au Québec). La formation et l'expérience pertinentes de chacun des membres du comité d'audit figurent ci-après.

#### ***Patrick D. Daniel***

M. Daniel est titulaire d'un baccalauréat ès sciences (University of Alberta) et d'une maîtrise ès sciences (University of British Columbia), dans les deux cas en génie chimique. Il est également diplômé de l'Advanced Management Program de la Harvard University. Il est président et chef de la direction et administrateur d'Enbridge Inc., société ouverte de distribution d'énergie, ainsi qu'administrateur de plusieurs filiales d'Enbridge. Il est un ancien administrateur et membre du comité d'audit d'Enerflex Systems Income Fund, fabricant de systèmes de compression, et a également été administrateur et président du comité des finances de Synenco Energy Inc., société d'extraction de sables bitumineux acquise en août 2008 par Total E&P Canada Ltd.

#### ***Valerie A.A. Nielsen***

M<sup>me</sup> Nielsen est titulaire d'un baccalauréat ès sciences (avec mention) (Dalhousie University). Elle est géophysicienne et, pendant plus de 30 ans, elle a occupé des postes de direction et a fourni des services-conseils dans le secteur pétrolier et gazier. Elle a également suivi plusieurs cours universitaires en finance et en comptabilité. De 1986 à 2002, M<sup>me</sup> Nielsen a été membre et présidente d'un groupe consultatif sur l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT), sur l'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA) et sur les questions de commerce international touchant l'énergie, les produits chimiques et les matières plastiques. Elle est actuellement administratrice de la Corporation Wajax, société ouverte diversifiée active dans la vente de pièces et le soutien technique lié au matériel mobile, aux moteurs diesel et aux composants industriels, et siège à son comité d'audit. Elle a également été administratrice de la Banque du Canada et du Comité olympique canadien.

#### ***Colin Taylor (expert financier et président du comité d'audit)***

M. Taylor est comptable agréé, membre et Fellow de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario et membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Il est également diplômé de l'Advanced Management Program de la Harvard University. M. Taylor a exercé pendant deux mandats consécutifs de quatre ans (de juin 1996 à mai 2004) les fonctions de chef de la direction et d'associé directeur général chez Deloitte & Touche s.r.l. et, par la suite, celles de conseiller principal jusqu'à son départ à la retraite en mai 2008. Il a exercé de nombreuses fonctions de gouvernance et de gestion internationale tout au long de sa carrière. Il a également agi à titre d'associé-conseil auprès de nombreux clients des secteurs public et privé de Deloitte & Touche s.r.l.

Michael A. Grandin, qui est membre d'office bénéficiant d'une invitation permanente de notre comité d'audit, ne figure pas dans la liste qui précède.

### **Politiques et procédures d'approbation préalable**

Nous avons adopté des politiques et des procédures en ce qui concerne l'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit autorisés que doit fournir PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. Le comité d'audit a établi un budget en ce qui a trait à la prestation d'une liste déterminée de services d'audit et de services non liés à l'audit autorisés qui, à son avis, sont des services habituels, répétitifs ou qui seront vraisemblablement fournis par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. Selon ce que décide le comité d'audit à son gré, le budget vise en général la période entre l'adoption du budget et la réunion suivante du comité d'audit. La liste des services autorisés comporte suffisamment de détails pour garantir i) que le comité d'audit sait exactement quels sont les services soumis à son approbation préalable et ii) qu'il n'est pas nécessaire pour un membre de la

direction de décider si oui ou non un service proposé correspond aux services devant être approuvés au préalable.

Sous réserve du paragraphe suivant, le comité d'audit a délégué à son président (ou si le président n'est pas disponible, à un autre membre du comité d'audit) le pouvoir d'approuver au préalable la prestation par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. de services autorisés qui ne sont pas par ailleurs approuvés au préalable par le comité d'audit, y compris les honoraires et les modalités des services proposés (le « pouvoir délégué »). Toute décision requise en l'absence du président devra être prise de bonne foi par les autres membres du comité d'audit après avoir évalué tous les faits et toutes les circonstances qu'ils jugent pertinents. Toutes les approbations préalables aux termes du pouvoir délégué doivent être communiquées par les membres qui ont donné leur approbation préalable au comité d'audit plénier à sa prochaine réunion.

Les honoraires payables à l'égard de services particuliers devant être fournis par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. qui ont été approuvés au préalable aux termes du pouvoir délégué : i) ne peuvent être supérieurs à 200 000 \$ CA dans le cas des autorisations préalables du président du comité d'audit et ii) ne peuvent être supérieurs à 50 000 \$ CA dans le cas des autorisations préalables de tout autre membre du comité d'audit.

Tous les services proposés ou les honoraires payables pour ces services qui n'ont pas déjà été approuvés au préalable devront l'être soit par le comité d'audit soit aux termes du pouvoir délégué. Les services interdits ne peuvent être approuvés au préalable par le comité d'audit ni aux termes du pouvoir délégué.

#### Honoraires en contrepartie des services de l'auditeur externe

Le tableau qui suit fournit des renseignements sur les honoraires facturés à Cenovus en contrepartie des services professionnels fournis par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. pendant les exercices 2010 et 2009.

(en milliers de dollars)	2010	2009 <sup>5)</sup>
Honoraires d'audit <sup>1)</sup>	1 996	-
Honoraires pour services liés à l'audit <sup>2)</sup>	47	-
Honoraires pour services fiscaux <sup>3)</sup>	157	-
Tous les autres honoraires <sup>4)</sup>	18	-
<b>Total</b>	<b>2 218</b>	<b>-</b>

#### Notes :

- 1) Les honoraires d'audit comprennent les honoraires pour l'audit de nos états financiers annuels ou les services qui sont normalement fournis à l'occasion de dépôts ou de missions prévus par la loi et la réglementation.
- 2) Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent les honoraires pour les services de certification et les services connexes qui sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou de l'examen de nos états financiers de l'émetteur et qui ne sont pas compris dans les honoraires d'audit. Au cours de l'exercice 2010, les services fournis dans cette catégorie ont compris l'examen de l'information relative aux réserves ainsi que des services liés à l'audit relativement à nos prospectus préalables visant l'émission de titres de créance et à notre plan de réinvestissement de dividendes.
- 3) Les honoraires pour services fiscaux comprennent les honoraires pour les services rendus en matière de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de planification fiscale. Au cours de l'exercice 2010, les services fournis dans cette catégorie ont compris de l'aide et des conseils relativement à la préparation des déclarations d'impôts de la société ainsi que de l'aide à l'égard de réclamations concernant la recherche scientifique et le développement expérimental.
- 4) Au cours de l'exercice 2010, les services fournis dans cette catégorie ont compris le paiement des frais de maintien associés à un outil de recherche qui donne accès à un répertoire exhaustif de documents d'information financière et d'assurances.
- 5) Au cours de l'exercice 2009, aucuns honoraires n'ont été facturés à Cenovus en contrepartie des services professionnels rendus par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. Avant l'arrangement, tous les honoraires avaient été facturés à Encana.

## DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

Le texte qui suit résume les droits, privilèges, restrictions et conditions qui sont rattachés aux actions ordinaires (les « actions ordinaires ») et à nos actions privilégiées de premier et de deuxième rangs (collectivement, les « actions privilégiées »). Nous sommes autorisés à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de deuxième rang. Au 31 décembre 2010, environ 753 millions d'actions ordinaires étaient en circulation, mais aucune action privilégiée n'était en circulation.

### Actions ordinaires

Les porteurs des actions ordinaires ont le droit i) de recevoir des dividendes quand notre conseil en déclare; ii) de recevoir l'avis de convocation et d'assister à toutes les assemblées des actionnaires et d'y exercer leurs droits de vote à raison de une voix par action ordinaire qu'ils détiennent; et iii) de participer à toute distribution de nos actifs en cas de liquidation ou de dissolution ou d'une autre distribution de nos actifs entre les actionnaires aux fins de dissoudre nos affaires.

### Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises en une ou plusieurs séries. Notre conseil peut établir la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions rattachés à chaque série d'actions privilégiées avant l'émission de cette série. Les porteurs des actions privilégiées n'ont pas le droit de voter aux assemblées de nos actionnaires, mais pourraient avoir le droit d'y voter si nous omettons de verser des dividendes sur cette série d'actions privilégiées. Les actions privilégiées de premier rang ont priorité sur les actions privilégiées de deuxième rang et les actions ordinaires en ce qui a trait aux versements de dividendes et aux distributions de nos actifs en cas de liquidation ou de dissolution de nos affaires. Il est interdit à notre conseil d'émettre des actions privilégiées de premier rang ou des actions privilégiées de deuxième rang si, par suite d'une telle émission, la somme globale payable aux porteurs de chacune de ces catégories d'actions au titre de remboursement du capital en cas de liquidation ou de dissolution ou d'autres distributions de nos actifs entre nos actionnaires aux fins de liquider nos affaires devait dépasser 500 millions de dollars.

### Régime de droits des actionnaires

Nous avons instauré un régime de droits des actionnaires qui a été adopté en 2009 en vue de garantir, dans la mesure du possible, que tous nos actionnaires sont traités équitablement en cas d'offres publiques d'achat visant Cenovus. Le régime de droits des actionnaires crée un droit qui se rattache à chaque action ordinaire. Jusqu'à la date de séparation, qui survient habituellement au moment d'une offre publique d'achat non sollicitée, aux termes de laquelle une personne fait l'acquisition ou tente de faire l'acquisition de 20 pour cent ou plus de nos actions ordinaires, les droits ne peuvent être séparés des actions ordinaires, ne peuvent être exercés, et aucun certificat de droits distinct n'est émis. Chaque droit permet au porteur, sauf l'acquéreur de la tranche de 20 pour cent d'actions, à compter de la date de séparation (à moins qu'elle ne soit reportée par notre conseil) et avant certains délais d'expiration, d'acquérir des actions ordinaires à 50 pour cent de leur cours du marché au moment de l'exercice. Le régime de droits des actionnaires doit être reconfirmé à toutes les trois assemblées annuelles des actionnaires à compter de 2012.

### Plan de réinvestissement de dividendes

Au cours de 2010, le conseil a approuvé un plan de réinvestissement de dividendes 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.

### Régime d'options d'achat d'actions des employés

Notre régime d'options d'achat d'actions des employés offre aux employés l'occasion d'exercer des options visant l'achat d'actions ordinaires. Les prix d'exercice des options correspondent approximativement au cours des actions ordinaires à la date d'émission des options. L'acquisition des options se fait sur une période de trois ans, et elles sont acquises à hauteur de 30 pour cent au

premier anniversaire et au deuxième anniversaire de la date d'attribution, la tranche restante de 40 pour cent étant acquise après le troisième anniversaire. Les options attribuées avant le 17 février 2010 expirent après cinq ans; les options attribuées à compter du 17 février 2010 expirent après sept ans. Des droits à la plus-value d'actions (les « DPVA ») jumelés sont associés à chaque option et permettent aux employés de choisir de recevoir un paiement en espèces égal à la différence positive du cours des actions ordinaires au moment de l'exercice par rapport au prix d'exercice de l'option en échange de la remise de l'option.

### Évaluations de crédit

Les renseignements qui suivent concernant nos évaluations du crédit sont fournis puisqu'ils touchent nos coûts de financement et notre liquidité. Plus particulièrement, les notes d'évaluation ont une incidence sur notre capacité d'obtenir du financement à court terme et à long terme et sur le coût de ce financement. Une réduction de la note en vigueur de notre dette par nos agences de notation ou une variation négative des perspectives pourraient influencer défavorablement sur nos coûts de financement et notre accès à des sources de liquidité et de capital. Veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque » de la présente notice annuelle pour plus de détails.

Le tableau suivant présente les notes d'évaluation et la perspective des titres d'emprunt de Cenovus au 31 décembre 2010.

	<b>Standard &amp; Poor's Ratings Services</b> <b>(« S&amp;P »)</b>	<b>Moody's Investors Service</b> <b>(« Moody's »)</b>	<b>DBRS Limited</b> <b>(« DBRS »)</b>
Titres de premier rang non garantis Note à long terme	BBB+/stable	Baa2/stable	A (bas)/stable
Papiers commerciaux Note à court terme	A-1 (bas)/stable	P-2/stable	R-1 (bas)/stable

Les notes de crédit visent à donner une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes de crédit attribuées par les agences de notation ne constituent pas des recommandations aux fins de l'achat, de la détention ou de la vente des titres pas plus que les notes ne constituent un commentaire sur les cours des titres ou leur pertinence pour un investisseur particulier. Une note peut ne pas rester en vigueur pendant toute période donnée, en tout temps, ou peut être révisée ou retirée ultérieurement par l'agence de notation si, selon elle, les circonstances le justifient.

Les notes de crédit à long terme de S&P se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de AAA à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note BBB+ de S&P fait partie de la quatrième catégorie en importance sur dix, et indique que la créance affiche des paramètres de protection adéquats. Toutefois, une situation économique défavorable ou l'évolution de circonstances risque plus vraisemblablement de se traduire par une diminution de la capacité du débiteur à respecter ses engagements financiers sur la créance. L'attribution d'un indicateur (+) ou (-) après la note indique la position relative au sein d'une catégorie d'évaluation particulière. Les notes des papiers commerciaux canadiens de S&P se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de A-1 (haut) à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note A-1 (bas) est la troisième catégorie en importance sur huit, et indique que le débiteur devrait être suffisamment en mesure de s'acquitter de ses engagements financiers. La perspective de la note donne l'orientation éventuelle d'une note à court ou à long terme, et la désignation « stable » indique qu'une modification de la note est peu probable.

Les notes de crédit à long terme de Moody's se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de Aaa à C, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. Une note Baa2 de Moody's fait partie de la quatrième catégorie en importance sur neuf, et est attribuée aux titres d'emprunt qui sont considérés comme des obligations de qualité intermédiaire (c.-à-d. qui présentent un risque de crédit modéré). Ces titres d'emprunt peuvent présenter certaines caractéristiques spéculatives. L'ajout d'un indicateur 1, 2 ou 3 après l'évaluation indique sa position relative au sein d'une catégorie d'évaluation particulière. L'indicateur 1 signifie que l'émission se place dans la partie

supérieure de sa catégorie d'évaluation générique, l'indicateur 2 désigne un rang intermédiaire et l'indicateur 3 signifie que l'émission se classe dans la partie inférieure de sa catégorie d'évaluation générique. Les notes de crédit à court terme de Moody's se situent sur une échelle qui varie de P-1 (meilleure qualité) à NP (moins bonne qualité). La note P-2 correspond à la deuxième de quatre catégories et indique que l'émetteur est tout à fait en mesure de rembourser ses créances à court terme.

Les notes de crédit à long terme de DBRS se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de AAA à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. Une note A (bas) de DBRS fait partie de la troisième catégorie en importance sur dix, et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme ayant une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières est importante, mais la qualité du crédit est inférieure à celle des titres qui ont reçu une meilleure note. Les entités faisant partie de la catégorie A peuvent être vulnérables face aux éventualités futures, mais les facteurs négatifs existants sont considérés comme gérables. L'attribution d'un indicateur « (haut) » ou « (bas) » au sein de chaque catégorie d'évaluation indique sa situation relative au sein de la catégorie en question. Les évaluations de titres à court terme de DBRS se situent sur une échelle qui varie de R-1 (haut) à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note R-1 (bas) correspond à la troisième catégorie en importance sur dix, et indique que la qualité du crédit des titres d'emprunt à court terme est bonne. La capacité de remboursement des obligations financière à court terme à leur échéance est importante. La solidité générale n'est pas aussi favorable que celle des meilleures catégories et peut subir les contrecoups d'événements futurs, mais les facteurs négatifs qui existent sont considérés comme gérables.

## DIVIDENDES

La déclaration de dividendes est à l'entière appréciation de notre conseil et est évaluée chaque trimestre.

Un dividende de 0,20 \$ l'action a été déclaré pour le premier trimestre, payable le 31 mars 2011 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2011. Au cours de chaque trimestre de 2010, Cenovus a versé un dividende de 0,20 \$ l'action (0,80 \$ l'action par année). Au cours du quatrième trimestre de 2009, Cenovus a versé un dividende de 0,20 \$ US l'action ordinaire.

## MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

La totalité des actions ordinaires en circulation sont inscrites et affichées en vue de leur négociation à la Bourse de Toronto et à la New York Stock Exchange (« NYSE ») sous le symbole CVE. Le tableau suivant indique la fourchette des cours et le volume des actions négociées chaque mois en 2010.

2010	Bourse de Toronto				NYSE			
	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions (en millions)	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions (en millions)
	Haut	Bas	Clôture		Haut	Bas	Clôture	
	(\$ par action)				(\$ US par action)			
Janvier	27,84	24,52	24,71	51,2	26,79	22,96	23,15	24,9
Février	27,67	24,26	25,70	45,8	26,58	22,87	24,50	18,4
Mars	27,16	24,93	26,53	51,4	26,68	24,21	26,21	12,8
Avril	30,63	26,75	29,87	59,6	30,66	26,49	29,30	17,8
Mai	30,44	25,83	29,06	50,3	30,10	23,84	26,94	26,2
Juin	30,49	26,76	27,40	58,5	30,00	25,26	25,79	29,6
Juillet	31,00	26,75	28,95	40,9	30,12	25,09	28,20	20,2
Août	29,56	26,19	28,69	44,1	29,17	24,61	26,91	19,9
Septembre	30,19	27,60	29,59	46,4	29,22	26,66	28,77	16,6
Octobre	30,62	28,31	28,38	31,5	30,41	27,78	27,82	15,2
Novembre	30,34	28,50	29,53	31,1	30,23	28,00	28,77	19,5
Décembre	33,40	29,76	33,28	32,7	33,37	29,25	33,24	23,3

## FACTEURS DE RISQUE

Nous avons classé les risques en fonction de trois catégories principales : les risques de nature financière, les risques liés à l'exploitation de notre entreprise et les risques liés à la réglementation. Nous sommes d'avis que la gestion efficace des risques est essentielle d'un point de vue concurrentiel et qu'elle fait partie intégrante de la création de valeur pour les actionnaires. Nous travaillons constamment à atténuer l'incidence des risques éventuels sur notre entreprise. Notre approche en matière de gestion des risques comprend un examen annuel et l'identification des risques principaux, une analyse de la gravité et de la probabilité de chaque risque principal, une évaluation de l'efficacité des efforts en cours pour atténuer les risques, et le maintien de ces efforts ou le traitement des risques. Nous surveillons constamment notre profil de risque ainsi que les meilleures pratiques en usage dans le secteur.

### **Risques de nature financière**

Les risques de nature financière comprennent notamment les marchés des capitaux volatils, la disponibilité du crédit et l'accès à des liquidités suffisantes, les variations des prix des marchandises et des taux de change et des taux d'intérêt, et les risques associés à nos opérations de couverture. Certains de ces risques ont pris de l'ampleur au cours des dernières années en raison des conditions difficiles du marché causées par la récession à l'échelle mondiale. Ces conditions ont eu une incidence sur nos clients et nos fournisseurs et pourraient continuer d'avoir une incidence sur ceux-ci et transformer nos plans de dépenses et d'exploitation. Cette incertitude générale des marchés peut avoir des incidences commerciales inattendues. Le maintien de cette incertitude économique signifie que les producteurs pétroliers et gaziers, y compris Cenovus, peuvent être confrontés au risque associé à un accès restreint au capital et à l'augmentation des coûts d'emprunt.

### ***Volatilité des prix des marchandises***

Notre situation financière dépend grandement des prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés en vigueur. Parmi les facteurs qui influent sur les prix du pétrole brut, on compte notamment les mesures de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole, la conjoncture économique mondiale, la réglementation gouvernementale, la stabilité politique, l'offre de pétrole brut, la disponibilité des sources de carburant de remplacement et les conditions climatiques. Les prix du gaz naturel que nous réalisons sont touchés par un bon nombre de facteurs, dont, entre autres, l'offre et la demande en Amérique du Nord, les faits nouveaux sur le marché du gaz naturel liquéfié, les conditions climatiques ainsi que les prix des sources d'énergie de remplacement. Les prix de nos produits raffinés sont touchés par un certain nombre de facteurs, y compris, notamment, la concurrence pratiquée sur le marché, les conditions climatiques, les travaux d'entretien prévus et imprévus des raffineries et l'offre et la demande mondiales visant les produits raffinés. Tous ces facteurs sont indépendants de notre volonté et peuvent entraîner une forte volatilité des prix. Les variations des taux de change accentuent cette volatilité lorsque les prix des marchandises, qui sont généralement fixés en dollars américains, sont déclarés en dollars canadiens.

Notre rendement financier est tributaire des produits d'exploitation que nous tirons de la vente de marchandises, qui diffèrent, selon la qualité et l'emplacement, des prix des marchandises sous-jacentes inscrits sur des marchés boursiers. Par exemple, notre gaz naturel est principalement produit, traité et vendu en Alberta à des prix réduits en fonction du prix du gaz naturel sur la Nymex. Cette réduction varie en fonction de facteurs relatifs à l'offre et à la demande régionales, dont les conditions climatiques ainsi que la disponibilité et le coût de la capacité de pipeline aux fins de l'exportation. Les fluctuations de cette réduction accentuent également la volatilité du prix des marchandises sous-jacentes. Les écarts de prix futurs sont incertains, et les hausses des écarts des prix du gaz naturel ont une incidence défavorable sur notre entreprise.

Les écarts entre le prix de notre pétrole léger/moyen, de notre pétrole lourd et de notre bitume, principalement produits dans l'Ouest canadien, et le prix inscrit sur la Nymex WTI sont particulièrement importants. En effet, les réductions qui s'inscrivent sont non seulement touchées par des facteurs associés à l'offre et à la demande régionales, mais elles subissent également les contrecoups d'autres facteurs comme les arrêts du transport par pipeline et la qualité du pétrole produit. Par exemple, les prix du marché pour le pétrole lourd sont inférieurs aux indices du marché pour les qualités de pétrole léger et moyen, principalement en raison de la valeur inférieure du

rendement du produit et des coûts supérieurs de transport et de raffinage nécessaires pour transformer le pétrole lourd en un équivalent acceptable sur le marché. Les prix du bitume sont inférieurs aux prix du pétrole lourd en raison des frais engagés pour l'ajout de diluants afin de créer un produit mélangé dont la viscosité est acceptable pour un transport efficace vers le marché. Toute insuffisance dans la fourniture de diluants peut faire en sorte que le coût de ceux-ci augmente, provoquant ainsi une hausse de notre coût pour transporter le bitume vers le marché, ce qui entraînerait à son tour une hausse de nos coûts de transport et de fluidification. Le prix du marché pour ce produit mélangé est touché par des facteurs associés à l'offre et à la demande régionales, dont la disponibilité et le prix des diluants et la disponibilité et le coût de la capacité d'exportation par pipeline. Les marchés pour le pétrole lourd et les produits mélangés de bitume sont plus limités que ceux des pétroles léger et moyen, ce qui les rend plus susceptibles de réagir aux variations de l'offre et de la demande. Les écarts de prix futurs sont incertains et toute augmentation de ces écarts à l'égard du pétrole lourd pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise.

Le rendement financier de nos activités de raffinage est touché par la relation, ou la marge, entre les prix des produits raffinés et les prix des charges d'alimentation des raffineries. La volatilité des marges est elle-même touchée par de nombreux facteurs, y compris, notamment, les suivants : les fluctuations de l'offre et la demande visant les produits raffinés, la concurrence sur le marché, les coûts du pétrole brut et d'autres facteurs, comme les conditions climatiques. Les marges obtenues sur les produits raffinés sont assujetties à divers facteurs saisonniers, comme l'évolution de la production pour répondre à la demande saisonnière. Les volumes de ventes, les prix, les niveaux de stocks et la valeur des stocks varieront en conséquence. Les marges futures obtenues sur les produits raffinés sont incertaines, et toute diminution de ces marges pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise.

Les fluctuations du prix de ces marchandises, les écarts de prix connexes et les marges obtenues sur les produits raffinés peuvent avoir une incidence sur notre capacité à atteindre les objectifs fixés, à financer l'expansion de projets et à maintenir notre programme de dividendes, et ces éléments peuvent également influencer sur nos activités, sur la valeur et la quantité de nos réserves prouvées, sur la valeur de nos actifs de raffinage et sur le montant de nos emprunts. Toute baisse importante ou prolongée de ces prix des marchandises pourrait entraîner un retard ou l'annulation de programmes de construction, de développement ou de forage actuels ou futurs ou la réduction de la production de certains terrains ou encore la non-utilisation d'engagements de transport à long terme ou une utilisation réduite des raffineries, conséquences qui peuvent toutes avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos produits d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Nous atténuons notre exposition à la volatilité des prix des marchandises au moyen d'une stratégie commerciale intégrée selon laquelle une partie des fournitures et des charges d'alimentation liées à l'exploitation proviennent des activités à l'interne. Par exemple, le coût du gaz naturel consommé dans le cadre des activités liées au pétrole lourd est contrebalancé par les produits tirés de la production de gaz naturel, réduisant ainsi notre exposition à la volatilité des prix du gaz naturel. Rien ne garantit que nous serons en mesure de maintenir une production de gaz naturel suffisante pour répondre aux demandes croissantes de gaz naturel à l'interne.

Nous évaluons tous les ans la valeur comptable de nos actifs conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Si les prix du pétrole brut et du gaz naturel diminuent ou demeurent peu élevés pour une période prolongée, la valeur comptable de nos actifs pourrait être révisée à la baisse et nos bénéfices pourraient en subir les effets.

### ***Opérations de couverture***

Notre politique de réduction des risques associés aux marchés, qui a été approuvée par le conseil, permet à la direction d'avoir recours aux instruments dérivés pour couvrir le risque associé aux prix de notre production de pétrole brut et de gaz naturel ainsi qu'à nos marges obtenues des produits raffinés. L'un des objectifs de cette politique est de protéger une partie de nos flux de trésorerie estimatifs de l'année subséquente.



Nous utilisons également les instruments dérivés sur divers marchés liés à l'exploitation afin d'optimiser notre chaîne d'approvisionnement ou de production. Par exemple, nous pouvons couvrir le prix à terme de diluants achetés pour transporter le bitume par pipeline ou couvrir le prix de produits bruts acquis pour équilibrer les activités reliées aux pipelines.

Nous surveillons notre exposition aux variations des taux d'intérêt et des taux de change. Nous pouvons utiliser, lorsque nous le jugeons approprié, des instruments dérivés financiers et des contrats de livraison matérielle pour nous aider à atténuer l'incidence éventuelle des variations des taux d'intérêt et des taux de change. La direction peut choisir d'utiliser des instruments dérivés libellés en dollars canadiens afin de réduire en partie notre exposition nette aux coûts d'exploitation en dollars canadiens.

Nous atténuons les risques inhérents à l'utilisation d'instruments dérivés en menant des enquêtes continues et approfondies sur les contreparties, et nous utilisons cette analyse pour établir des limites appropriées en ce qui a trait au volume, à la durée et au crédit. Les modalités de nos divers contrats de couverture, le cas échéant, peuvent limiter les avantages que nous pouvons retirer des augmentations du prix des marchandises ou des variations des taux d'intérêt et des taux de change. Nous pouvons également subir une perte financière aux termes des contrats de couverture si nous ne sommes pas en mesure de produire du pétrole, du gaz naturel ou des produits raffinés pour nous permettre de nous acquitter de nos obligations de livraison ou si les contreparties à nos contrats de couverture ne sont pas en mesure de s'acquitter de leurs obligations aux termes de ces contrats.

Aux termes des principes comptables généralement reconnus du Canada, les instruments dérivés qui ne sont pas admissibles à titre de couvertures, ou qui ne sont pas désignés comme couvertures, sont évalués à la valeur du marché, les variations de la juste valeur étant constatées dans le bénéfice net de la période en cours. L'utilisation d'instruments financiers dérivés peut ainsi susciter une importante volatilité de notre bénéfice net déclaré.

### ***Crédit et liquidité***

Des marchés des capitaux imprévisibles et les répercussions de cette imprévisibilité sur le crédit peuvent freiner notre capacité à nous procurer un financement rentable, et à le conserver, et limiter notre capacité à avoir accès en temps voulu aux marchés financiers, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, puisque notre capacité à faire des dépenses en immobilisations futures et à financer nos engagements en matière de capital et d'exploitation dépend de certains facteurs, dont l'accès aux marchés des titres de créance et des titres de participation, l'intérêt pour des placements dans le secteur de l'énergie en général et l'intérêt pour des placements dans nos titres en particulier.

En septembre 2009, nous avons émis 3,5 milliards de dollars américains en titres de créance, échangés en quasi-totalité en juin 2010 contre des titres de créance inscrits en vertu de la loi intitulée *Securities Act of 1933*, selon les mêmes modalités que les titres émis initialement. Le 15 septembre 2014, la première tranche de 800 millions de dollars américains de la créance expire. Nous avons une facilité de crédit de 2,5 milliards de dollars qui vient à échéance le 30 novembre 2014 et que nous pouvions utiliser intégralement dès le 31 décembre 2010 pour combler nos besoins de fonctionnement ou nos besoins en capitaux. Malgré l'état actuel de notre situation de trésorerie, l'incapacité d'accéder aux marchés de crédit ou une baisse prolongée des prix du pétrole brut, du gaz naturel ou des produits raffinés ou encore des dépenses imprévues importantes liées au développement ou à l'entretien de nos terrains existants pourraient avoir une incidence considérable sur notre situation de trésorerie ou même sur les notes d'évaluations accordées à nos titres de créance si nous cherchons à obtenir du capital supplémentaire. Nous sommes également tenus de respecter les engagements financiers et d'exploitation prévus dans notre facilité de crédit et l'acte de fiducie régissant nos titres de créance. Nous examinons régulièrement les engagements et pouvons apporter des modifications à nos plans de développement ou à notre politique en matière de dividendes pour en assurer le respect. Si nous ne respectons pas ces engagements, notre accès à du capital pourrait être restreint ou le remboursement des emprunts pourrait être exigé. Si les sources externes de capital deviennent limitées ou inexistantes, ou si le remboursement est exigé avant l'échéance, notre capacité à effectuer des investissements en capital, à poursuivre nos projets de croissance et à conserver nos terrains

existants pourrait s'en trouver compromise, et notre entreprise, notre situation financière, nos produits d'exploitation et nos flux de trésorerie en subir les effets.

### ***Taux de change***

Les taux de change auront une incidence sur nos résultats, puisque les prix mondiaux du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés sont fixés en dollars américains, alors qu'un bon nombre de nos coûts d'exploitation et de nos dépenses en immobilisations à l'extérieur des États-Unis sont libellés en dollars canadiens et que nos états financiers consolidés sont dressés en dollars canadiens.

Les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien créent de l'incertitude et influent sur nos dépenses en immobilisations. Dans la mesure où ces fluctuations sont défavorables, elles peuvent avoir une incidence négative importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Notre exposition aux taux de change visant le dollar américain est contrebalancée partiellement par nos obligations libellées en dollars américains, comme les coûts d'intérêt sur nos créances libellées en dollars américains. En outre, lorsque nos billets libellés en dollars américains expirent, nous pouvons avoir une exposition aux taux de change visant le dollar américain relativement au remboursement du capital des billets. Un tel remboursement d'une créance libellée en dollars américains nous couvre en partie contre le risque de change associé aux produits d'exploitation en dollars américains.

### ***Taux d'intérêt***

Nos facilités de crédit et nos papiers commerciaux sont exposés à des taux d'intérêt variables qui peuvent influencer sur nos résultats financiers, plus particulièrement sur le montant net de nos intérêts débiteurs. De plus, nous sommes exposés au risque associé aux taux d'intérêt au moment du refinancement de dettes à long terme arrivant à échéance aux taux d'intérêt en vigueur.

### ***Régimes de redevances***

Nos flux de trésorerie peuvent être directement touchés par des modifications des régimes de redevances. Les gouvernements de l'Alberta et de la Saskatchewan reçoivent des redevances relativement à la production d'hydrocarbures sur des terrains à l'égard desquels ils détiennent respectivement les droits miniers. Les redevances que nous payons sur nos terrains de sables bitumineux sont calculées en fonction du prix équivalent en dollars canadiens du WTI. Par conséquent, des augmentations du WTI ou des baisses du taux de change \$ CA/\$ US pourraient provoquer une augmentation considérable de nos redevances, ce qui aurait une incidence défavorable sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Un impôt minier est également prélevé dans chaque province sur la production d'hydrocarbures de terrains à l'égard desquels la Couronne ne détient pas les droits miniers. Des modifications récentes au régime de redevances et d'impôts miniers de l'Alberta, ainsi que la possibilité de modifications aux régimes correspondants applicables dans les autres provinces, ont créé de l'incertitude relativement à la capacité des producteurs d'estimer avec précision les charges de la Couronne. Une hausse des redevances ou des taux d'imposition minière applicables dans l'une ou l'autre des provinces, ou dans les deux, réduirait nos bénéfices et pourrait rendre, dans la province concernée, les dépenses en immobilisations futures ou les activités existantes non rentables. Une hausse importante des redevances ou des impôts miniers pourrait réduire la valeur de nos actifs connexes.

### ***Lois fiscales***

Les lois de l'impôt sur le revenu ou les programmes incitatifs relatifs au secteur pétrolier et gazier et, plus particulièrement, au secteur des sables bitumineux pourraient être modifiés à une date ultérieure ou interprétés d'une manière défavorable pour notre entreprise, nos activités ou nos projets d'agrandissement futurs.

### ***Risque associé à l'arrangement***

Aux termes de la convention de scission et de transition (la « convention de scission »), datée du 30 novembre 2009, concernant, entre autres, Encana, 7050372 Canada Inc. et Filiale inc., Encana et Cenovus ont toutes deux convenu de travailler en toute collaboration ensemble et avec leurs conseillers juridiques respectifs en ce qui a trait aux enquêtes, aux poursuites, à la défense et au

règlement de certains litiges, dont notamment certaines actions en justice concernant le méthane de houille auxquelles Encana est partie (collectivement, les « litiges en commun »). Les incidences et les effets éventuels de cette convention sont incertains. Notre obligation de travailler en toute collaboration avec Encana et ses conseillers juridiques dans le cas des litiges en commun et la restriction qu'une telle obligation peut représenter quant à la position que Cenovus pourrait par ailleurs vouloir adopter à l'égard de ces questions peuvent avoir une incidence défavorable sur Cenovus. L'issue des litiges en commun ne peut être prévue et peut avoir une incidence défavorable importante sur notre situation financière ou nos résultats d'exploitation. En outre, l'existence d'une telle convention et nos obligations qui y sont prévues peuvent avoir un effet sur nos décisions concernant l'exploitation de notre entreprise et l'exercice de nos activités, jusqu'à ce que tous les litiges en commun soient réglés.

Nous avons certaines obligations d'indemnisation et d'autres obligations postérieures à l'arrangement aux termes de la convention relative à l'arrangement et de la convention de scission. Encana et Cenovus ont toutes deux convenu de s'indemniser réciproquement quant à certaines responsabilités et obligations concernant, entre autres, dans le cas de l'indemnité d'Encana, l'entreprise et les actifs conservés par Encana et, dans le cas de notre indemnité, l'entreprise et les actifs de Cenovus. À l'heure actuelle, nous ne pouvons déterminer si nous devons indemniser Encana à l'égard d'obligations importantes suivant les modalités de l'arrangement. De plus, nous ne pouvons garantir, si Encana doit indemniser Cenovus et les membres de notre groupe quant à une obligation importante, que Encana sera en mesure de respecter ces obligations.

La convention relative à l'arrangement renferme un certain nombre de déclarations, de garanties et d'engagements de la part d'Encana et de Cenovus, y compris l'accord qu'ont conclu les parties en vue d'indemniser chacune des parties quant à toute perte subie en raison d'un manquement à certains engagements de nature fiscale. Selon un de ces engagements, chaque partie ne prendra aucune mesure, n'omettra de prendre une mesure ni ne conclura une opération qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les décisions anticipées et les opinions en matière d'impôt sur le revenu reçues de l'Agence du revenu du Canada ou la décision à caractère privé reçue de l'Internal Revenue Service des États-Unis confirmant les conséquences fiscales de certains aspects de l'arrangement et de certaines autres opérations. En ce qui concerne l'imposition du revenu canadien, il existe diverses opérations que les parties ne peuvent entreprendre avant et après la mise en œuvre de l'arrangement. L'une d'elles est qu'aucune partie n'est autorisée à disposer de biens dont la valeur marchande est supérieure à 10 pour cent de la juste valeur marchande de ses biens, après déduction des passifs, ni à les échanger, ni à entreprendre une acquisition de contrôle si cette disposition ou cette acquisition de contrôle est, aux fins de l'impôt sur le revenu canadien, une partie « d'une série d'opérations ou d'événements » qui comprend l'arrangement, sauf dans des circonstances limitées.

Toute réclamation en indemnisation contre nous aux termes des dispositions de la convention relative à l'arrangement ou de la convention de scission pourrait avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

### **Risques associés à l'exploitation**

Les risques liés à l'exploitation sont les risques qui ont une incidence sur notre capacité à poursuivre nos activités dans le cours normal de nos activités. En règle générale, nos activités sont assujetties aux risques communs touchant le secteur pétrolier et gazier. Nos risques liés à l'exploitation comprennent entre autres l'incertitude des estimations des réserves et des ressources, les dangers liés à l'exploitation, les arrêts du service de transport par pipeline, l'exécution des projets d'agrandissement par phases, les risques relatifs aux associés, la concurrence, la technologie, les réclamations de tiers, les revendications territoriales, les membres clés du personnel et les systèmes d'information.

### ***Incertitude des estimations des réserves et des produits nets futurs***

Les estimations des réserves présentées dans la présente notice annuelle ne constituent que des estimations. De nombreuses incertitudes entrent en jeu au moment d'évaluer les quantités des réserves, notamment de nombreux facteurs indépendants de notre volonté. En général, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel exploitables de façon rentable et les flux de trésorerie nets futurs qui en sont tirés sont calculés au moyen d'hypothèses et de facteurs variables,

dont, notamment, les prix des produits, les coûts d'immobilisations et d'exploitation futurs, la production passée des terrains et les effets présumés de la réglementation par les organismes gouvernementaux, y compris en ce qui concerne les versements de redevances et d'impôts, des facteurs qui peuvent tous varier considérablement par rapport aux résultats réels.

Toutes ces estimations comportent un certain degré d'incertitude, et la classification des réserves n'est qu'une tentative pour définir ce degré d'incertitude. Pour ces raisons, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel récupérables de façon rentable attribuables à un groupe de terrains donné, la classification de ces réserves en fonction du risque de récupération et les estimations des produits d'exploitation nets futurs prévus provenant de ces terrains établies par divers ingénieurs, ou par les mêmes ingénieurs à différents moments, peuvent varier considérablement. Notre production, nos produits d'exploitation, nos taxes et impôts ainsi que nos dépenses d'exploitation et de développement réels à l'égard de nos réserves peuvent fluctuer par rapport à ces estimations, et les écarts peuvent être importants.

Les estimations à l'égard des réserves pouvant être développées et produites dans le futur sont souvent calculées en fonction de calculs de mesure du volume et par analogie avec d'autres types de réserves similaires, plutôt qu'en fonction des antécédents de production réelle. L'évaluation subséquente des mêmes réserves en fonction des antécédents de production donnera lieu à des écarts, qui pourraient être importants, par rapport aux réserves estimatives.

Si nous ne pouvons acquérir, développer ou trouver des réserves supplémentaires de pétrole brut et de gaz naturel, les niveaux actuels de nos réserves et de notre production subiront une baisse importante; par conséquent, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie sont fortement tributaires de notre capacité de tirer parti de nos stocks de ressources actuels et d'acquérir, de découvrir ou de développer de nouvelles réserves.

### ***Incertitude des estimations des ressources éventuelles et prometteuses***

Les données sur les ressources éventuelles et prometteuses présentées dans la présente notice annuelle ne constituent que des estimations. Les mêmes incertitudes inhérentes à l'estimation des quantités de réserves s'appliquent à l'estimation des quantités de ressources éventuelles et prometteuses. De plus, des éventualités empêchent le classement de ressources dans les réserves. Rien ne garantit qu'il sera rentable, d'un point de vue commercial, d'exploiter une partie quelconque des ressources éventuelles. Les ressources prometteuses sont assujetties à des éventualités, en plus de ne pas avoir été découvertes, ce qui signifie que les résultats réels obtenus de forages subséquents pourraient différer considérablement des résultats projetés. Rien ne garantit qu'une partie quelconque des ressources prometteuses sera découverte. Si des ressources prometteuses sont découvertes, rien ne garantit qu'il sera rentable, d'un point de vue commercial, d'exploiter une partie quelconque des ressources prometteuses. Pour obtenir des renseignements supplémentaires sur les ressources et les éventualités connexes, veuillez vous reporter à la rubrique « Ressources éventuelles et prometteuses » de la présente notice annuelle.

### ***Questions liées à l'exploitation et à la sécurité***

L'exploitation de nos terrains est assujettie aux dangers habituels liés à la récupération, au transport et au traitement d'hydrocarbures, y compris, notamment, les éruptions, incendies, explosions et fuites de gaz, la migration de substances nocives, les déversements de pétrole, la corrosion, les actes de vandalisme et de terrorisme, lesquels peuvent tous interrompre les activités, causer des pertes de matériel ou endommager le matériel, causer des blessures corporelles ou des décès ou endommager l'environnement, les terrains et les systèmes d'information de technologie et les données connexes ou les systèmes de contrôle.

Nos activités reliées au pétrole brut et au gaz naturel sont exposées à tous les risques généralement liés i) au stockage, au transport, au traitement, au raffinage et à la commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits connexes; ii) au forage et à la complétion de puits de pétrole brut et de gaz naturel; et iii) à l'exploitation et au développement de terrains de pétrole brut et de gaz naturel, y compris la rencontre de formations ou de pressions inattendues, les diminutions prématurées de pression ou de productivité dans les réservoirs, les éruptions, le matériel défectueux et autres accidents, les émanations de gaz corrosif, les flux incontrôlables de pétrole brut, de gaz

naturel ou de fluides de puits, les mauvaises conditions climatiques, la pollution et autres risques liés à l'environnement.

La production et le raffinage de pétrole requièrent d'importants investissements et comportent certains risques et incertitudes. Nos activités d'exploitation du pétrole peuvent subir des pertes de production, des ralentissements, des arrêts d'exploitation ou des restrictions quant à notre capacité de produire des produits à valeur plus élevée en raison de l'interdépendance de nos systèmes de composants. La délimitation des ressources, les coûts associés à la production, dont le forage de puits pour les activités de DGMV, et les coûts associés au raffinage du pétrole peuvent comporter d'importants déboursés de capitaux. Les coûts d'exploitation liés à la production de pétrole sont en grande partie fixés à court terme et, par conséquent, les frais d'exploitation unitaire dépendent en grande partie des niveaux de production.

Nos activités de raffinage et de commercialisation sont exposées à tous les risques généralement inhérents à l'exploitation de raffineries, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de transport et de distribution, y compris les pertes de produits, les ralentissements causés par le matériel défectueux ou l'arrêt des services de transport, les interruptions, les incendies et les explosions, le manque de disponibilité de changes d'alimentation et le prix et la qualité de ces charges.

Nous ne prenons pas d'assurance contre toutes les éventualités et interruptions éventuelles, et rien ne garantit que notre assurance sera suffisante pour couvrir de telles éventualités ou interruptions. Nos activités pourraient également être interrompues en raison de catastrophes naturelles ou d'autres événements indépendants de notre volonté. Les pertes et responsabilités découlant d'événements contre lesquels nous ne sommes pas assurés ou contre lesquels nous ne sommes pas assurés suffisamment pourraient avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

### ***Interruptions du service de transport par pipeline***

Notre production est transportée par divers pipelines et nos raffineries dépendent de divers pipelines pour recevoir les charges d'alimentation. Les interruptions du service de transport par pipeline pourraient avoir une incidence défavorable sur nos ventes de pétrole brut et de gaz naturel, nos activités de raffinage et nos flux de trésorerie. Les interruptions de la disponibilité de ces systèmes de pipelines peuvent limiter notre capacité à livrer les volumes de production convenus et pourraient avoir une incidence négative sur les prix des marchandises, les volumes de ventes ou les prix reçus pour nos produits. Ces interruptions peuvent être causées par l'incapacité à exploiter le pipeline ou se rapporter à des restrictions au niveau de la capacité, si l'approvisionnement du réseau en charges d'alimentation est supérieur à la capacité de l'infrastructure. Rien ne garantit que des investissements seront faits par des tiers fournisseurs de pipelines dans des pipelines qui permettraient d'augmenter la capacité de transport de sorte qu'elle excède à long terme la croissance de la production. Il est également impossible de garantir qu'aucune contrainte opérationnelle à court terme touchant le réseau de pipelines, découlant de l'interruption des activités des pipelines et/ou de l'approvisionnement accru en pétrole brut ne surviendra. En outre, les arrêts prévus ou imprévus dans les activités des clients de nos raffineries peuvent limiter notre capacité à livrer des charges d'alimentation, ce qui aurait des conséquences défavorables sur les ventes et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Nous limitons notre exposition à ces risques en répartissant les livraisons entre des clients multiples par le truchement de nombreux pipelines. Nous demeurons également bien informés des questions se rapportant à l'exploitation des infrastructures et nous influençons les propositions d'agrandissement par l'entremise d'organismes de l'industrie afin d'évaluer les risques liés à la livraison et de prendre les mesures qui s'imposent. Nous avons une capacité limitée d'atténuer ces risques en ce qui a trait à nos activités de raffinage.

### ***Exécution des projets d'agrandissement par phases***

Certains risques sont associés à la réalisation de nos projets en amont et de nos projets de raffinage. Ces risques comprennent notamment notre capacité à obtenir les approbations environnementales et réglementaires nécessaires, les risques relatifs aux échéanciers, aux ressources et aux coûts, y compris la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement et de main-d'œuvre qualifiée, l'incidence de la conjoncture générale et de la situation générale de l'entreprise et des marchés, l'incidence des conditions climatiques, l'exactitude des estimations de coûts des projets, notre capacité à financer notre croissance, et l'incidence de l'évolution de la réglementation des États et des attentes du public relativement à l'effet du développement des sables bitumineux sur l'environnement. La mise en service et l'intégration de nouvelles installations dans notre base d'actifs existante pourraient retarder l'atteinte de nos cibles et objectifs. Les pertes découlant de la survenance de l'un de ces risques pourraient avoir une incidence défavorable marquée sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

### ***Risques relatifs aux associés***

Les participations dans certains de nos actifs en amont sont détenues conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non reliée, et sont exploitées par Cenovus. Nos actifs de raffinage sont également détenus conjointement avec ConocoPhillips et sont exploités par ConocoPhillips. La réussite de nos activités de raffinage est tributaire de la capacité de ConocoPhillips d'exploiter cette entreprise avec succès et de maintenir les actifs de raffinage. Nous nous fions au jugement de ConocoPhillips et à son expertise en matière d'exploitation en ce qui a trait à l'exploitation de ces actifs de raffinage, et nous nous attendons à ce qu'elle nous fournisse des renseignements sur l'état de ces actifs de raffinage et sur les résultats d'exploitation connexes.

ConocoPhillips, en tant que tiers non relié, peut avoir des objectifs et des intérêts qui ne correspondent pas aux nôtres ou qui peuvent être en conflit avec les nôtres. Les décisions importantes en matière de capital touchant ces actifs en amont et ces actifs de raffinage doivent être prises d'un commun accord par ConocoPhillips et nous, mais certaines décisions relatives à l'exploitation peuvent être prises par l'exploitant des actifs concernés. Bien que Cenovus et ConocoPhillips cherchent généralement à atteindre un consensus en ce qui concerne les décisions importantes relatives à la direction et à l'exploitation de ces actifs en amont et de ces actifs de raffinage, rien ne garantit que les demandes ou attentes futures de l'une ou l'autre des parties relativement à ces actifs seront comblées ou comblées en temps opportun. Les demandes ou les attentes non comblées de l'une ou l'autre des parties ou les demandes et attentes qui ne sont pas comblées de manière satisfaisante peuvent avoir une incidence sur notre participation à l'exploitation de ces actifs, sur notre capacité à obtenir ou à conserver les permis ou les approbations nécessaires ou sur le moment auquel nous entreprenons diverses activités.

D'autres sociétés exploitent une partie des actifs dans lesquels nous avons une participation. Nous ne pourrions exercer qu'une influence limitée sur l'exploitation de ces actifs ou leurs coûts connexes. Le fait que nous dépendions de l'exploitant et des propriétaires des autres participations directes dans ces biens et actifs et que nous ne puissions pas vraiment contrôler l'exploitation et les coûts connexes pourrait avoir des effets défavorables importants sur notre rendement financier, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Le succès de nos activités à l'égard des actifs exploités par des tiers ainsi que le moment où ces activités sont menées dépendra de divers facteurs qui sont indépendants de notre volonté, notamment : le moment où les dépenses en immobilisations sont engagées et leur montant, le moment où les dépenses d'exploitation et d'entretien sont engagées et leur montant, l'expertise et les ressources financières de l'exploitant, l'approbation des autres participants, le choix de la technologie et les pratiques en matière de gestion des risques.

### ***Concurrence***

Une forte concurrence existe dans tous les aspects du secteur pétrolier canadien et international, y compris l'exploration et le développement de sources d'approvisionnement nouvelles et existantes, l'acquisition de participations dans des terrains de pétrole brut et de gaz naturel et la distribution et la commercialisation des produits pétroliers. Nous faisons concurrence à d'autres producteurs et raffineurs, dont certains peuvent avoir des coûts d'exploitation inférieurs aux nôtres et disposer de davantage de ressources que nous. Les producteurs concurrents peuvent mettre au point et en

application des techniques de récupération et des technologies qui sont meilleures que celles que nous utilisons. Le secteur pétrolier fait également concurrence à d'autres secteurs en ce qui a trait à l'approvisionnement des consommateurs en énergie, en essence et en produits connexes.

Plusieurs sociétés ont annoncé qu'elles prévoyaient entreprendre des activités reliées aux sables bitumineux, soit en commençant la production, soit en augmentant l'ampleur de leurs activités existantes. L'expansion des activités d'exploitation existantes et le développement de nouveaux projets pourraient augmenter considérablement l'offre de pétrole brut sur le marché et augmenter nos coûts des intrants en ce qui a trait à la main-d'œuvre et aux matériaux. Selon les niveaux futurs de la demande, une hausse de l'offre pourrait avoir une incidence négative sur les prix, ce qui pourrait se répercuter sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

### ***Technologie***

Les technologies actuelles de DGMV pour la récupération de pétrole brut consomment beaucoup d'énergie et forcent à l'utilisation d'importantes quantités de gaz naturel et d'autres combustibles pour produire la vapeur qui est utilisée dans le procédé de récupération. La quantité de vapeur requise par le procédé de la production varie et, par conséquent, a une incidence sur les coûts. Le rendement du réservoir peut également avoir une incidence sur le calendrier et les niveaux de production si on fait appel à cette technologie. Une forte augmentation des coûts de récupération pourrait faire en sorte que certains projets qui comptent sur la technologie du DGMV ne soient plus rentables, et ainsi avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Les projets de croissance et autres projets d'investissement qui dépendent en grande partie ou partiellement de nouvelles technologies et l'intégration de ces technologies à des activités nouvelles ou existantes comportent des risques. Le succès des projets qui intègrent de nouvelles technologies n'est pas assuré.

### ***Réclamations de tiers.***

À l'occasion, nous pourrions faire l'objet de litiges découlant de nos activités. Les réclamations dans le cadre de tels litiges pourraient être importantes ou indéterminées et le dénouement de tels litiges peut avoir une incidence importante sur notre situation financière ou nos résultats d'exploitation. Nous pourrions être tenus d'engager des frais considérables pour nous défendre contre tels litiges ou d'y consacrer d'importantes ressources.

### ***Revendications territoriales***

Dans l'Ouest canadien, des groupes autochtones ont, dans le passé, revendiqué des droits ancestraux et des droits issus de traités auprès des gouvernements du Canada et de l'Alberta et d'autres organismes gouvernementaux. Il est impossible de garantir que les terrains qui ne sont pas visés à l'heure actuelle par des revendications présentées par des groupes autochtones ne seront pas visés éventuellement par de telles revendications.

### ***Membres clés du personnel***

Notre succès est tributaire de notre direction et de la qualité de notre personnel. L'incapacité à conserver les employés actuels ou à recruter et à conserver de nouveaux employés possédant les compétences nécessaires pourrait avoir un effet défavorable important sur notre croissance et notre rentabilité.

### ***Systèmes d'information.***

Nous sommes tributaires de divers systèmes d'information pour exercer nos activités de façon efficace. Une défectuosité de l'un ou l'autre de ces systèmes d'information ou une panne entre les systèmes pourrait entraîner des difficultés opérationnelles, l'endommagement ou la perte de données, des pertes de productivité et provoquer la connaissance et l'utilisation non autorisées de renseignements.

## **Risques associés à la réglementation**

En règle générale, notre secteur est assujéti à la réglementation et à l'intervention des gouvernements en vertu des lois fédérales, provinciales, étatiques et municipales, au Canada et aux États-Unis, relativement à des questions comme le régime foncier, les redevances, les taxes et impôts (dont l'impôt sur le revenu), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production, les contrôles de protection de l'environnement, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et des autres émissions, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, l'attribution ou l'acquisition de participations d'exploration et de production, de participations visant des sables bitumineux ou d'autres participations, l'imposition d'obligations particulières en matière de forage, le contrôle sur le développement et l'abandon de champs (y compris les restrictions relatives à la production) et l'expropriation ou l'annulation possible des droits contractuels.

### ***Approbatons des organismes de réglementation***

Toutes nos activités feront l'objet de règlements et de mesures prises par les gouvernements qui peuvent avoir un effet sur le forage, la complétion et le raccordement de puits, sur la production, la construction ou l'agrandissement d'installations et de raffineries et l'exploitation ou l'abandon de champs ou empêcher de telles activités. Les droits contractuels peuvent être annulés ou faire l'objet d'une expropriation dans certaines circonstances. Les modifications de la réglementation gouvernementale pourraient avoir une incidence sur nos projets en cours et prévus.

Nos activités nous obligent à obtenir certaines approbatons auprès de divers organismes de réglementation, et rien ne garantit que nous serons en mesure d'obtenir l'ensemble des licences, des permis et autres approbatons qui peuvent être nécessaires pour mener certaines activités d'exploration et de développement sur nos terrains. En outre, l'obtention de certaines approbatons auprès d'organismes de réglementation peut comporter, entre autres, la consultation des parties intéressées et des autochtones, des études d'impact sur l'environnement et des audiences publiques. Les approbatons des organismes de réglementation obtenues peuvent également être assujéties au respect de certaines conditions, notamment des obligations de dépôt d'une sûreté, la supervision réglementaire de projets par des tiers, l'atténuation ou l'élimination des incidences du projet, l'évaluation des habitats et d'autres engagements ou obligations. L'incapacité d'obtenir les approbatons pertinentes des organismes de réglementation ou le défaut de respecter les conditions qui y sont assorties en temps opportun selon des modalités satisfaisantes pourrait entraîner des retards, l'abandon ou la restructuration de projets et des coûts supérieurs, tous des facteurs qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

### ***Réglementation en matière d'environnement***

Tous les aspects des activités liées au pétrole brut, au gaz naturel et au raffinage sont assujétis à la réglementation en matière d'environnement adoptée en application de diverses lois et de divers règlements municipaux, d'État, territoriaux, provinciaux et fédéraux, canadiens, américains et autres (collectivement, la « réglementation en matière d'environnement »). La réglementation en matière d'environnement exige que les puits, sites d'installations, raffineries et autres biens liés à nos activités soient construits, exploités, entretenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation pertinentes. De plus, certains types d'activités, notamment les projets d'exploration et de développement et les modifications de certains projets existants, peuvent exiger que des demandes de permis ou des études d'impact sur l'environnement soient présentées et approuvées. La réglementation en matière d'environnement impose, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la production, à la manutention, à l'utilisation, au stockage, au transport, au traitement et à l'élimination de substances et de déchets dangereux et relativement aux déversements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. Elle impose également des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la gestion de sources d'eau fraîche ou potable qui sont utilisées ou dont l'utilisation est envisagée dans le cadre d'activités pétrolières et gazières. Le respect de la réglementation en matière d'environnement peut se traduire par des dépenses importantes, notamment celles relatives aux coûts de nettoyage et aux dommages découlant de terrains contaminés, et le défaut de respecter la réglementation en matière d'environnement peut entraîner l'imposition d'amendes et de pénalités. Même s'il n'est pas prévu que le coût du respect de la législation en matière d'environnement ait un effet défavorable important sur



notre situation financière ou nos résultats d'exploitation, il n'est pas certain que les coûts futurs à cet égard n'auront pas un tel effet. L'entrée en vigueur de nouveaux règlements ou la modification de règlements existants touchant le secteur du pétrole brut et du gaz naturel pourraient généralement réduire la demande en pétrole brut et en gaz naturel, augmenter nos coûts et avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

### ***Réglementation en matière de changements climatiques***

Le gouvernement fédéral et divers gouvernements provinciaux du Canada ainsi que le gouvernement fédéral des États-Unis et divers gouvernements d'États ont annoncé leur intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre et d'autres polluants de l'air. Ces mesures réglementaires en sont à diverses étapes d'examen, de discussion ou de mise en application aux États-Unis et au Canada. Il existe des incertitudes quant au calendrier d'entrée en vigueur de ces règlements proposés et à leur incidence. De plus, le manque de certitude en ce qui concerne l'harmonisation de toute législation fédérale future avec la réglementation provinciale ou étatique fait en sorte qu'il est difficile de calculer avec précision les coûts estimatifs associés à la conformité avec la législation en matière de changements climatiques, y compris les effets de la conformité avec ces initiatives pour nos fournisseurs de services et autres.

Parmi les incidences défavorables pour notre entreprise si des lois généralisées portant sur les émissions de gaz à effet de serre devaient être promulguées dans un territoire dans lequel nous exerçons nos activités, on compte, entre autres, les coûts de conformité accrus, les retards à obtenir les permis, les coûts considérables nécessaires pour la génération ou l'achat de crédits d'émission se traduisant par des coûts supplémentaires pour les produits que nous produisons et une demande réduite de pétrole brut et de certains produits raffinés. Il est possible que nous ne puissions pas faire l'acquisition de crédits d'émission ou de crédits compensatoires pour nos projets ou que nous ne puissions en faire l'acquisition de manière rentable. Il peut être impossible, techniquement ou économiquement, de mettre en application les réductions obligatoires des émissions, en totalité ou en partie, et le fait de ne pas satisfaire à ces obligations de réduction des émissions ou de ne pas respecter d'autres mécanismes de conformité peut avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise en occasionnant, entre autres, des amendes, des retards dans l'obtention de permis et de licences, des pénalités et la suspension des activités. Par conséquent, rien ne garantit que nous ne serons pas gravement touchés par la réglementation fédérale future en matière d'environnement et que celle-ci n'aura pas une incidence défavorable considérable sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Au-delà des exigences juridiques existantes, la portée et l'ampleur des incidences défavorables de l'un ou l'autre de ces programmes supplémentaires ne peuvent être estimées avec fiabilité ou exactitude au moment actuel puisque les exigences législatives et réglementaires spécifiques n'ont pas été finalisées et qu'il existe une incertitude en ce qui concerne les mesures supplémentaires qui sont étudiées et sur le délai prévu de conformité.

Nous prévoyons poursuivre notre planification selon divers scénarios en vue de prévoir les incidences futures de la réglementation, de réduire l'intensité de nos émissions et d'améliorer notre efficacité énergétique. Nous poursuivrons également notre collaboration avec les gouvernements pour mettre au point une stratégie en matière de changements climatiques qui saura préserver le caractère concurrentiel du secteur, limiter les coûts et la charge administrative de la conformité et encourager les nouveaux investissements dans le secteur.

### ***Normes relatives aux combustibles carbonés***

La législation environnementale existante et proposée dans certains États des États-Unis et dans certaines provinces canadiennes qui régit les normes relatives aux combustibles carbonés pourrait entraîner une augmentation des coûts et/ou une réduction des revenus. La réglementation éventuelle pourrait avoir une incidence négative sur la commercialisation de notre bitume, de notre pétrole brut ou de nos produits raffinés ou pourrait nous obliger à acheter des crédits d'émission afin d'effectuer des ventes dans ces territoires. Par exemple, le gouvernement fédéral des États-Unis et le gouvernement de certains États des États-Unis (plus particulièrement la Californie) ont adopté ou envisagent d'adopter des lois qui, dans certaines circonstances, tiennent compte des émissions de gaz

à effet de serre produites dans le cadre de la production de combustibles, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la commercialisation de nos produits raffinés et des répercussions importantes, au bout du compte, sur le coût des produits de pétrole raffiné.

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.

### ***Cadre réglementaire en matière d'utilisation des terres de l'Alberta***

Le cadre réglementaire en matière d'utilisation des terres de l'Alberta (*Land-Use Framework*), qui sera mis en œuvre en application de la loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act* (« ALSA »), précise l'approche du gouvernement de l'Alberta à l'égard de la gestion des ressources foncières et naturelles de l'Alberta en fonction de certains objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme. La ALSA prévoit la modification ou l'extinction de consentements accordés précédemment, comme les permis, les licences, les approbations ou les autorisations réglementaires, afin d'atteindre ou de maintenir un objectif ou une politique découlant de la mise en œuvre d'un plan régional. Le gouvernement de l'Alberta devrait dresser un plan régional pour chacune des sept régions de la province et a établi que le Lower Athabasca Regional Plan (« LARP ») est prioritaire. Le LARP vise à déterminer des résultats en matière de gestion des ressources et de l'environnement relativement à l'air, aux terres, à l'eau et à la biodiversité. Ce plan servira de référence pour les décisions liées aux ressources à l'avenir dans une perspective tenant compte des répercussions sociales et économiques. En août 2010, le Lower Athabasca Regional Advisory Council (« RAC ») a remis son document de vision au gouvernement de l'Alberta relativement au LARP. Cenovus participe activement au processus de consultation à titre de partie prenante ayant une exploitation importante dans la région et elle continuera de suivre la situation de près. Le gouvernement de l'Alberta devrait répondre aux conseils du RAC en lui fournissant ses propres recommandations relatives au LARP. Il est possible que le document de vision du RAC, s'il est adopté dans sa version actuelle par le gouvernement de l'Alberta, ait une incidence défavorable sur l'accès de Cenovus à certains terrains de ressources ou sur notre capacité à réaliser des opérations sur ces terrains ou qu'il limite le rythme de développement en raison des limites et des seuils à respecter concernant l'environnement.

### ***Regulatory Enhancement Project de l'Alberta***

Dans le cadre de sa revue de la compétitivité, le gouvernement de l'Alberta a entrepris en mars 2010 un examen exhaustif du cadre réglementaire appelé *Regulatory Enhancement Project* (le « projet »). Le projet entend créer un cadre réglementaire efficace qui contribuera à la compétitivité globale de l'Alberta tout en protégeant l'environnement ainsi qu'en assurant la sécurité publique et la conservation des ressources. Le projet a sollicité la participation d'un grand nombre de parties intéressées, notamment l'industrie, et s'est conclu par une recommandation au ministre de l'Énergie, au cours du quatrième trimestre de 2010, visant l'adoption d'un cadre de politiques coordonnées et d'un système réglementaire intégré pour le secteur pétrolier et gazier en amont. Le gouvernement de l'Alberta a accepté les recommandations de l'équipe du projet et devrait commencer la mise en application de ces recommandations au cours de la première moitié de 2011.

### ***Permis d'utilisation de l'eau du ministère de l'Environnement de l'Alberta***

Pour exploiter nos installations de DGMV, nous avons recours à de l'eau obtenue en vertu de permis accordés par le ministère de l'Environnement de l'Alberta. Rien ne garantit que les permis nous permettant de prélever de l'eau ne seront pas annulés ou que des conditions supplémentaires n'y seront pas ajoutées. Il est impossible de garantir que nous n'aurons pas à payer de droits pour l'utilisation de l'eau au cours des années à venir, ou que ces droits seront raisonnables. En outre, l'agrandissement de nos projets est tributaire de l'obtention de permis visant le prélèvement supplémentaire d'eau, et rien ne garantit que ces permis seront accordés ou qu'ils le seront selon des modalités que nous jugeons favorables, ou encore que des quantités suffisantes d'eau pourront être déviées en vertu de ces permis. Bien que nous réutilisions actuellement un certain pourcentage de l'eau que nous prélevons en vertu des permis qui nous ont été accordés, rien ne garantit que nos activités continueront d'utiliser l'eau de manière efficace.

### ***Perception et influence du public sur le régime réglementaire***

Le développement des sables bitumineux en Alberta a reçu considérablement d'attention dans les consultations publiques récentes concernant l'impact sur l'environnement, les changements climatiques et les émissions de gaz à effet de serre. Malgré le fait que les activités de développement portent principalement sur l'extraction minière de bitume et non pas sur la production sur place, les inquiétudes du public au sujet des émissions de gaz à effet de serre et des pratiques d'utilisation de l'eau et des terres dans les projets de développement de sables bitumineux pourraient nuire, directement ou indirectement, à la rentabilité de nos projets en cours de sables bitumineux et à la viabilité de nos projets futurs de sables bitumineux en créant une incertitude réglementaire considérable menant à la formation de modèles économiques incertains pour les projets actuels et futurs et à des retards dans l'approbation de projets futurs.

Les conséquences négatives qui pourraient découler des modifications du régime réglementaire actuel comprennent notamment la création d'une réglementation extraordinaire en matière d'environnement et d'émissions pour les projets actuels et futurs par les autorités gouvernementales qui pourrait provoquer des modifications des exigences relatives à la conception et à l'exploitation des installations, ce qui risque de faire augmenter les coûts de construction, d'exploitation et d'abandon. De plus, une législation ou des politiques qui limitent les achats de pétrole brut ou de bitume produits à partir des sables bitumineux pourraient être adoptées dans les territoires nationaux et/ou étrangers, ce qui pourrait alors limiter le marché mondial du pétrole brut et réduire le prix de cette marchandise.

### **Autres facteurs de risque**

Il est possible de consulter un exposé des risques supplémentaires qui sont susceptibles d'avoir une incidence sur notre entreprise, nos perspectives, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie et, dans certains cas, notre réputation dans le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, auquel on peut avoir accès sous notre profil SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov).

### **POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES RÉGLEMENTAIRES**

Aucune poursuite judiciaire n'est en cours à laquelle nous sommes ou étions parties ou qui met ou mettrait en cause nos biens, qui est ou peut raisonnablement être considérée comme importante pour nous ou nos biens et, à notre connaissance, aucune poursuite de telle nature n'est envisagée.

Nous ne nous sommes vu imposer aucune peine ou sanction par un tribunal se rapportant à la législation provinciale ou territoriale sur les valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ni aucune autre peine ou sanction imposée par un tribunal ou un autre organisme de réglementation qu'un investisseur raisonnable estimerait probablement importante pour prendre sa décision en matière de placement, et nous n'avons conclu aucun règlement à l'amiable devant un tribunal se rapportant à la législation provinciale ou territoriale sur les valeurs mobilières ou auprès d'une autorité en valeurs mobilières.

### **MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES**

Aucun de nos administrateurs ou membres de la haute direction ni aucune personne physique ou morale qui est propriétaire véritable, direct ou indirect, de plus de 10 pour cent d'une catégorie ou d'une série de nos titres comportant droit de vote en circulation ou qui exerce, directement ou indirectement, un contrôle ou une emprise sur ceux-ci, et à notre connaissance aucune telle personne n'existe, ni aucune personne ayant un lien avec l'un d'eux ou étant membre du groupe des personnes précédentes, dans chaque cas, à la date de la présente notice annuelle, n'a ni n'a eu d'intérêt important, directement ou indirectement, dans une opération conclue ou une opération projetée, qui a eu ou qui devrait raisonnablement avoir une incidence importante sur nous.

## CONTRATS IMPORTANTS

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, nous n'avons conclu aucun contrat important pour notre entreprise, et il n'y a pas de tel contrat en vigueur, sauf les contrats conclus dans le cours normal de nos activités, ainsi que la convention relative à l'arrangement et la convention de scission décrites à la rubrique « Facteurs de risque – Risque associé à l'arrangement ».

## EXPERTS INTÉRESSÉS

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables agréés, sont nos auditeurs indépendants et ce cabinet a remis un rapport de l'auditeur indépendant daté du 18 février 2011 à l'égard de nos états financiers consolidés aux 31 décembre 2010 et 31 décembre 2009 et pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2010, ainsi qu'un rapport de contrôle interne de Cenovus au sujet de la communication de l'information financière au 31 décembre 2010. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. ont fait savoir qu'ils sont indépendants à l'égard de Cenovus au sens des règles de conduite professionnelles de l'Institute of Chartered Accountants de l'Alberta et des règles de la SEC. Avant le 30 novembre 2009, PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. agissait comme auditeur d'Encana et, le 30 novembre 2009, a été nommé auditeur de Cenovus.

Les données ayant trait aux réserves et aux ressources figurant dans la présente notice annuelle ont été calculées par GLJ Petroleum Consultants Ltd. et McDaniel & Associates Consultants Ltd., à titre d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les responsables de GLJ Petroleum Consultants Ltd. et de McDaniel & Associates Consultants Ltd., dans chaque cas, en tant que groupe, sont les propriétaires véritables, directement ou indirectement, de moins de un pour cent de toutes les catégories de titres de Cenovus.

## AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES

Au Canada :

Compagnie Trust CIBC Mellon  
P.O. Box 7010  
Succursale Adelaide Street  
Toronto (Ontario) M5C 2W9  
Canada

Aux États-Unis :

BNY Mellon Shareowner Services  
480 Washington Blvd.  
Jersey City (New Jersey) 07310  
U.S.A.

Tél. : 1-866-332-8898

Site Web : [www.cibcmellon.com/investorinquiry](http://www.cibcmellon.com/investorinquiry)

## RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

### Généralités

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires nous concernant sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web à l'adresse [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com). Les renseignements que renferme notre site Web ou qui peuvent être obtenus par ailleurs par l'intermédiaire de notre site Web ne font pas partie de la présente notice annuelle et n'y sont pas intégrés par renvoi.

Notre circulaire d'information pour l'assemblée annuelle 2011 des actionnaires, qui concerne l'élection des administrateurs, contient des renseignements supplémentaires, comme la rémunération des administrateurs et des membres de la haute direction, les principaux porteurs de nos titres, les titres pouvant être émis dans le cadre de nos plans de rémunération à base d'actions et notre énoncé de pratiques en matière de gouvernance.

Les règles en matière de gouvernance d'entreprise de la NYSE ne sont généralement pas applicables aux sociétés non américaines; toutefois, nous sommes tenus de communiquer les différences importantes entre nos pratiques en matière de gouvernance d'entreprise et les exigences applicables aux sociétés américaines inscrites à la NYSE. À l'exception de ce qui est résumé sur notre site Web, [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com), nous respectons les normes de gouvernance de la NYSE à tous les égards importants.

Nos états financiers consolidés audités et le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 renferment d'autres renseignements financiers.

### Questions comptables

À moins d'indication contraire, tous les montants en dollars sont présentés en dollars canadiens et par « dollars », « \$ CA » ou « \$ », on entend des dollars canadiens et par « \$ US », des dollars américains.

À moins d'indication contraire, tous les renseignements financiers inclus dans la présente notice annuelle sont déterminés suivant les PCGR du Canada, qui sont différents des PCGR des États-Unis à certains égards importants et peuvent ainsi ne pas être comparables aux états financiers et aux renseignements financiers de sociétés des États-Unis. Les notes afférentes à nos états financiers consolidés audités pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 renferment un exposé des principales différences entre les résultats financiers calculés suivant les PCGR du Canada et ceux calculés suivant les PCGR des États-Unis.

Certains renseignements antérieurs figurant dans la présente notice annuelle proviennent de certains tiers, dont Encana, ou sont tirés de renseignements fournis par ces personnes. Bien que nous n'ayons pas connaissance d'un fait qui indiquerait que ces renseignements sont faux ou incomplets, nous n'assumons aucune responsabilité quant à l'exhaustivité ou l'exactitude de ces renseignements ou quant à l'omission par ces tiers de révéler des événements qui peuvent être survenus ou qui peuvent avoir une incidence sur l'exhaustivité ou l'exactitude de ceux-ci, mais dont nous n'avons pas connaissance.

### Promoteur

En vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables, Encana était considérée comme un promoteur de Cenovus en 2009 du fait qu'elle a pris l'initiative de nous fonder en vue de la mise en œuvre de l'arrangement. En contrepartie de l'acquisition de nos actifs aux termes de l'arrangement, nous avons émis un billet à ordre payable à Encana, d'un montant total de 3,5 milliards de dollars américains. La valeur a été établie au moyen d'une répartition équitable de la valeur de la dette d'Encana avant l'arrangement, telle qu'elle a été établie, entre autres, par une évaluation des actifs et des passifs devant être transférés à Cenovus aux termes de l'arrangement, d'une répartition de l'impôt sur les bénéfices alors payable, d'une répartition des frais d'opérations relatifs à l'arrangement et de structures de capital adéquates. Le billet à ordre a été remboursé intégralement à la réalisation de l'arrangement. Après la réalisation de l'arrangement, Cenovus a versé à Encana un montant supplémentaire de 250 millions de dollars américains pour ajuster les soldes de trésorerie des

deux sociétés afin qu'ils correspondent au montant convenu aux termes de la convention de scission. À la date des présentes, Encana n'est propriétaire véritable, directement ou indirectement, d'aucune action ordinaire ni n'en a sous son contrôle ou son emprise. Veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risque associé à l'arrangement » pour obtenir des renseignements supplémentaires sur certains engagements en cours, dont la convention de scission, entre Encana et Cenovus. Des renseignements supplémentaires concernant l'arrangement sont disponibles dans notre notice annuelle pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, qui peut être obtenue sur notre site Web, [www.cenovus.com](http://www.cenovus.com), ou sur le site Web de SEDAR, [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## ABRÉVIATIONS

### Pétrole et liquides de gaz naturel

b	baril
b/j	baril par jour
kb/j	millier de barils par jour
Mb	million de barils
LGN	liquides de gaz naturel
bep	baril d'équivalent pétrole
Bep/j	barils d'équivalent pétrole par jour
kbep	millier de barils d'équivalent pétrole
kbep/j	millier de barils d'équivalent pétrole par jour

### Gaz naturel

Gpi <sup>3</sup>	milliard de pieds cubes
kpi <sup>3</sup>	millier de pieds cubes
Mpi <sup>3</sup>	million de pieds cubes
Mpi <sup>3</sup> /j	million de pieds cubes par jour
MBTU	million de BTU

Dans la présente notice annuelle, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep à raison de 6 kpi<sup>3</sup> pour 1 b. Les mesures établies en bep et en kbep peuvent être trompeuses, particulièrement si on les utilise de façon isolée. Le taux de conversion de 1 b pour 6 kpi<sup>3</sup> se fonde sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique principalement applicable au bec du brûleur et ne représente pas l'équivalence de la valeur à la tête du puits.

## ANNEXE A

### RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DES ÉVALUATEURS DE RÉSERVES QUALIFIÉS INDÉPENDANTS

Au conseil d'administration de Cenovus Energy Inc. (la « société ») :

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la société en date du 31 décembre 2010. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2010, estimés au moyen des prix et des coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.  
  
Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*), établi en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole).
3. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves avec les principes et les définitions exposés dans le manuel COGE.
4. Le tableau suivant présente les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 pour cent, qui sont compris dans les données relatives aux réserves ayant fait l'objet de notre évaluation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %) en millions de dollars
McDaniel & Associates Consultants Ltd.	Cenovus Energy Inc. Évaluation d'une partie des réserves canadiennes de pétrole et du gaz 16 février 2011	Canada	21 724 \$
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	Cenovus Energy Inc. Évaluation de la société 26 janvier 2011	Canada	2 650 \$
			<hr/> <hr/> 24 374 \$

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci.
6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports pour tenir compte de faits et de circonstances postérieurs à leur date d'établissement.
7. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

(signé) P.A. Welsh  
McDaniel & Associates Consultants Ltd.  
Calgary (Alberta) Canada

(signé) Harry Jung  
GLJ Petroleum Consultants Ltd.  
Calgary (Alberta) Canada

Le 17 février 2011



## ANNEXE B

### RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION

La direction et le conseil d'administration de Cenovus Energy Inc. (la « société ») ont la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la société conformément à la réglementation en valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui constituent une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2010, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels;

Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont évalué les données relatives aux réserves de la société. Le rapport de ces évaluateurs de réserves qualifiés indépendants sera déposé auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le présent rapport.

Le comité des réserves du conseil d'administration de la société :

- a) a examiné les procédures suivies par la société pour fournir l'information aux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- b) a rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants dans le but de déterminer si on leur a imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir un rapport sans restriction;
- c) a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et chacun des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Le conseil d'administration de la société a examiné les procédures suivies par la société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration, sur recommandation du comité des réserves, a approuvé :

- a) le contenu du rapport sur les données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz, et le dépôt de celui-ci auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt du rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- c) le contenu du présent rapport et son dépôt.

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés, et les écarts peuvent être importants.

(signé) Brian C. Ferguson  
Président et chef de la direction

(signé) Judy A. Fairburn  
Vice-présidente directrice,  
Environnement et planification stratégique

(signé) Michael A. Grandin  
Administrateur et président du conseil

(signé) Wayne G. Thomson  
Administrateur et président  
du comité des réserves

Le 17 février 2011

## ANNEXE C

### MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT

#### I. OBJECTIF

Le conseil d'administration de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société ») nomme le comité d'audit (le « comité ») pour que ce dernier l'aide à s'acquitter de ses responsabilités de supervision.

Les tâches et les responsabilités principales du comité s'établissent comme suit :

- Examiner et approuver la définition, par la direction, des principaux risques financiers et surveiller le processus de gestion de ces risques.
- Superviser et surveiller la conformité de la société avec les exigences juridiques et réglementaires.
- Recevoir et examiner les rapports du comité d'audit de toute filiale dont les titres sont négociés dans le public.
- Superviser et contrôler l'intégrité des processus comptables et de communication de l'information financière de la société, des états financiers et du système de contrôles internes qui se rapportent à la comptabilité et à la communication de l'information financière et à la conformité de la comptabilité.
- Superviser l'audit des états financiers de la société.
- Superviser et contrôler les compétences, l'indépendance et le rendement des auditeurs externes et du service d'audit interne de la société.
- Mettre en place une voie de communication entre les auditeurs externes, la direction, le service d'audit interne et le conseil d'administration.
- Faire des rapports périodiques au conseil d'administration.

Le comité a l'autorité de procéder à tout examen ou à toute enquête convenable pour lui permettre de s'acquitter de ses responsabilités. Le comité a accès sans restriction aux membres du personnel et à l'information ainsi qu'à toutes les ressources nécessaires pour lui permettre de s'acquitter de sa responsabilité. À cet égard, le comité peut imposer au personnel d'audit interne des champs d'examen particuliers.

#### II. COMPOSITION ET RÉUNIONS

##### Tâches d'un membre du comité en sus de celles d'un administrateur

Les tâches et responsabilités d'un membre du comité s'ajoutent aux tâches indiquées pour un membre du conseil d'administration.

##### Composition

Le comité se compose d'au moins trois et d'au plus huit administrateurs, selon la décision du conseil, qui sont tous des administrateurs indépendants aux termes du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (dans sa version mise en application par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières et modifiée à l'occasion) (le « Règlement 52-110 »).

Tous les membres du comité ont des compétences financières, au sens du Règlement 52-110, et au moins un membre doit être un expert en comptabilité ou avoir une expertise de gestion financière connexe. Plus particulièrement, au moins un membre doit par i) sa formation et son expérience à titre de chef des finances, de chef de la comptabilité, de contrôleur, d'expert-comptable ou d'auditeur ou de son expérience acquise dans un ou plusieurs postes qui comportent l'exécution de fonctions analogues; ii) son expérience active de la supervision d'un chef des finances, d'un chef de la comptabilité, d'un contrôleur, d'un expert-comptable, d'un auditeur ou de personnes exécutant des fonctions analogues; iii) son expérience de la supervision ou de l'évaluation du rendement de sociétés ou d'experts-comptables en ce qui a trait à l'établissement, à l'audit ou à l'évaluation d'états financiers; ou iv) une autre expérience pertinente, avoir une ou plusieurs des compétences suivantes :

- la compréhension des principes comptables généralement reconnus et des états financiers;
- la capacité d'évaluer de manière générale l'application de ces principes à la comptabilisation des estimations, des produits à recevoir, des charges à payer et des réserves;
- l'établissement, l'audit, l'analyse ou l'évaluation d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables, dans l'ensemble, à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers de la société, ou une expérience de supervision active de personnes physiques exerçant ces activités;
- la compréhension des contrôles internes et des procédures de communication de l'information financière;
- la compréhension des fonctions d'un comité d'audit.

Les membres du comité ne peuvent, autrement qu'en leurs capacités respectives de membres du comité, du conseil ou de tout autre comité du conseil, accepter directement ou indirectement des honoraires de consultation, de conseils ou une autre rémunération de la société ou d'une filiale de la société ni être un « membre du groupe » (au sens de *affiliated person* définie dans la loi américaine intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »), et dans les règles adoptées par la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« SEC ») en vertu de cette loi) de la société ou d'une filiale de la société. Il est entendu que les jetons de présence et les montants fixes de prestation aux termes d'un régime de retraite (y compris les prestations reportées) en contrepartie d'années de service antérieures auprès de la société qui ne dépendent pas d'années de service continu devraient être la seule rémunération que le membre du comité d'audit reçoit de la société.

Au moins un membre doit avoir de l'expérience dans le secteur pétrolier et gazier.

Les membres du comité ne peuvent simultanément siéger au comité d'audit de plus de deux autres sociétés ouvertes, à moins que le conseil n'établisse au préalable que ces services simultanés n'entraveront pas la capacité des membres pertinents à siéger de façon efficace au comité et qu'ils ne communiquent de la façon prescrite cette information au public.

Le président du conseil non membre de la direction est un membre sans droit de vote du comité. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Quorum ».

### **NOMINATION DES MEMBRES**

Les membres du comité sont nommés à une réunion du conseil qui a lieu après l'élection des administrateurs à l'assemblée annuelle des actionnaires; toutefois, tout membre peut être

destitué ou remplacé en tout temps par le conseil et, quoi qu'il en soit, cesse d'être membre du comité dès qu'il cesse d'être membre du conseil.

Le comité des candidatures et de gouvernance recommande au conseil en vue de son approbation un administrateur non relié qui agira à titre de président du comité. Le conseil nomme le président du comité.

Si le président du comité n'est pas disponible ni en mesure d'assister à une réunion du comité, il demande à un autre membre de présider la réunion, sinon, un des autres membres du comité présent à la réunion est choisi pour présider la réunion par la majorité des membres du comité présents.

Le président du comité qui préside toute réunion du comité n'a pas de voix prépondérante.

Les dispositions concernant le président dans la présente section devrait être lues conjointement avec la section relative au président de comité dans les *Lignes directrices générales relatives au président du conseil d'administration et aux présidents des comités du conseil*.

Si un poste est à pourvoir parmi les membres du comité, il peut être comblé par le conseil.

Le secrétaire général ou l'un des secrétaires généraux adjoints de la société ou toute autre personne que le secrétaire général de la société désigne à l'occasion agira à titre de secrétaire du comité et rédigera le procès-verbal des réunions du comité.

## **RÉUNIONS**

Les réunions du comité peuvent, suivant l'accord du président du comité, avoir lieu en personne, au moyen d'une vidéoconférence, par téléphone ou par un ensemble des moyens précédents.

Le comité tient des réunions au moins tous les trimestres. Le président du comité peut convoquer des réunions supplémentaires au besoin. En outre, le président du conseil non membre de la direction, le président et chef de la direction ou un membre du comité ou les auditeurs externes peuvent convoquer une réunion.

Le comité a le droit d'établir qui doit ou qui ne doit pas être présent à un moment quelconque au cours d'une réunion du comité.

Les administrateurs qui ne sont pas membres du comité peuvent assister aux réunions du comité de façon ponctuelle après avoir consulté le président du comité ou la majorité des membres du comité et avoir obtenu leur approbation.

Le comité peut, sur invitation particulière, permettre à d'autres personnes-ressources d'assister aux délibérations du comité.

Le président et chef de la direction, le vice-président directeur et chef des finances, le contrôleur et le chef du service d'audit interne devraient être prêts à assister aux réunions du comité ou à une partie de celles-ci.

## **AVIS DE CONVOCATION À UNE RÉUNION**

L'avis de l'heure et de l'endroit de chaque réunion du comité peut être donné verbalement ou par écrit, par télécopieur ou un moyen de communication électronique à chaque membre du comité au moins 24 heures avant l'heure fixée pour la réunion en question. L'avis de convocation de chaque réunion est également remis aux auditeurs externes de la société.

Un membre et les auditeurs externes peuvent, d'une façon quelconque, renoncer à l'avis de convocation à la réunion du comité. Le fait pour un membre d'assister à une réunion constitue une renonciation à l'avis de convocation à la réunion, sauf s'il assiste à une réunion précisément pour s'opposer aux délibérations sur une question pour le motif que la réunion n'a pas été légitimement convoquée.

### **QUORUM**

La majorité des membres du comité présents à la réunion, ou y participant par vidéoconférence, par téléphone ou par une combinaison de ces moyens, constitue le quorum. En outre, si la présence d'un membre d'office sans droit de vote est requise pour réunir le quorum du comité, ledit membre est alors autorisé à voter à la réunion.

### **PROCÈS-VERBAUX**

Le procès-verbal de chaque réunion du comité doit être bref, mais doit décrire de façon exhaustive les questions de fonds abordées par le comité. Toutefois, il devrait nettement souligner les points de responsabilité à l'ordre du jour de la réunion du comité passés en revue par le comité et ceux qui restent en suspens.

Les procès-verbaux des réunions du comité sont transmis à tous les membres du comité et aux auditeurs externes.

Le conseil d'administration plénier est tenu au courant des activités du comité au moyen d'un rapport après chaque réunion du comité.

## **III. RESPONSABILITÉS**

### **Procédures d'examen**

Examiner et actualiser le mandat du comité tous les ans, ou plus souvent, si le comité le juge souhaitable. Fournir un résumé de la composition du comité et de ses responsabilités dans le rapport annuel de la société ou d'autres documents d'information publics.

Fournir un résumé de toutes les approbations par le comité à l'égard de la prestation de services d'audit, de services liés à l'audit, de services en fiscalité et autres services par les auditeurs externes, résumé qui sera inclus dans le rapport annuel de la société déposé auprès de la SEC.

### **ÉTATS FINANCIERS ANNUELS**

1. Examiner les états financiers annuels audités et les documents connexes avant leur dépôt ou leur diffusion et en discuter avec la direction et les auditeurs externes de la société et de toute filiale dont les titres sont placés dans le public. L'examen doit comprendre ce qui suit :
  - a) Les états financiers annuels et les notes y afférentes, y compris les questions d'importance concernant les principes et les conventions comptables et les estimations et les jugements importants de la direction, notamment les changements importants dans le choix ou l'application des principes comptables de la société, les questions importantes quant au caractère adéquat des contrôles internes de la société et toutes les mesures adoptées en raison de lacunes importantes des contrôles.
  - b) Le rapport de gestion.

- c) Un examen du financement sans effet sur le bilan, y compris l'évaluation par la direction des risques et de la pertinence de l'information.
  - d) Un examen des travaux d'audit des états financiers par les auditeurs externes et de leur rapport connexe.
  - e) Un examen des modifications importantes requises dans le plan d'audit des auditeurs externes.
  - f) Un examen des difficultés ou des différends importants avec la direction survenus au cours de l'audit, y compris des restrictions quant à la portée du travail des auditeurs externes ou à leur accès aux renseignements requis.
  - g) Un examen de toutes les autres questions concernant la tenue de l'audit qui doivent être communiquées au comité aux termes des normes d'audit généralement reconnues.
2. Examiner les éléments suivants et les recommander formellement au conseil d'administration pour qu'il les approuve :
- a) Les états financiers audités de la fin d'exercice. L'examen doit comprendre des discussions avec la direction et les auditeurs externes quant à ce qui suit :
    - i) Les conventions comptables de la société et leurs modifications.
    - ii) L'incidence des jugements, des produits à recevoir et des charges à payer et des estimations importants.
    - iii) Le mode de présentation des principaux postes comptables.
    - iv) La cohérence de la communication de l'information.
  - b) Le rapport de gestion.
  - c) L'information financière de la notice annuelle.
  - d) L'information financière de tous les prospectus et de toutes les circulaires d'information.

L'examen doit comprendre un rapport des auditeurs externes concernant la qualité des principes comptables cruciaux dont dépend la situation financière de la société et qui comporte les décisions rationnelles ou les évaluations les plus complexes, subjectives ou importantes.

### **États financiers trimestriels**

3. Examiner avec la direction et les auditeurs externes les éléments suivants et les approuver (l'approbation doit comprendre l'autorisation de leur communication au public) ou les recommander formellement au conseil de la société pour qu'il les approuve :
- a) Les états financiers non audités trimestriels et les documents connexes, y compris le rapport de gestion.
  - b) Les modifications importantes des principes comptables de la société.

Examiner avant leur diffusion les états financiers non audités trimestriels de toute filiale de la société dont les titres sont émis dans le public.

#### **Autres dépôts financiers et documents publics**

4. Examiner avec la direction l'information financière, et en discuter, y compris les communiqués de presse portant sur les bénéfices, l'utilisation des expressions « pro forma » ou les renseignements financiers non conformes aux PCGR ou les indications concernant les bénéfices qui figurent dans des documents déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières ou dans les communiqués de presse qui s'y rapportent (ou fournis à des analystes ou à des agences de notation) et analyser si l'information est conforme à celle qui figure dans les états financiers de la société ou d'une filiale dont les titres sont émis dans le public. La discussion peut avoir une portée générale (discussion portant sur les types de renseignements à communiquer et les types de présentations à effectuer).

#### **Cadre des contrôles internes**

5. S'assurer que la direction, les auditeurs externes et les auditeurs internes fournissent au comité un rapport annuel portant sur le cadre des contrôles de la société pour autant qu'ils concernent le processus de communication de l'information financière et les contrôles de la société.
6. Examiner les risques financiers importants et évaluer les mesures prises par la direction en vue de surveiller, de contrôler, d'atténuer et de présenter ces risques de la société, et en discuter.
7. Examiner les conclusions importantes établies par les auditeurs externes et le service d'audit interne, ainsi que les réactions de la direction à cet égard.
8. Examiner, conjointement avec les auditeurs internes et les auditeurs externes, le degré de coordination des plans d'audit des auditeurs internes et des auditeurs externes et se renseigner pour établir jusqu'à quel point la portée prévue peut être efficace pour déceler les faiblesses des contrôles internes, la fraude ou d'autres actes illégaux. Le comité évaluera la coordination des travaux d'audit afin de garantir l'exhaustivité de ceux-ci et l'utilisation efficace des ressources d'audit. Toute recommandation importante des auditeurs en vue de raffermir les contrôles internes doit faire l'objet d'un examen et de discussions avec la direction.

#### **Autres éléments à examiner**

9. Examiner les politiques et les procédures relatives aux comptes de frais et aux avantages accessoires des dirigeants et des administrateurs, y compris leur utilisation des actifs de l'entreprise, et analyser les résultats d'un examen dans ces domaines par l'auditeur interne ou les auditeurs externes.
10. Examiner toutes les opérations entre personnes apparentées entre la société et les dirigeants ou les administrateurs, y compris les affiliations des dirigeants ou des administrateurs.
11. Examiner, avec le chef du contentieux, le chef de l'audit interne et les auditeurs externes, les résultats de leur examen portant sur la surveillance par la société de la conformité avec chaque code d'éthique commercial publié de la société et aux exigences juridiques applicables.
12. Examiner les questions juridiques et réglementaires, y compris la correspondance avec les organismes gouvernementaux et de réglementation, qui peuvent avoir une incidence importante sur les états financiers intermédiaires ou annuels, les politiques

- de conformité d'entreprise connexes et les programmes et rapports reçus d'organismes gouvernementaux ou de réglementation. Les membres des services juridiques et de fiscalité devraient assister à la réunion afin de remettre leurs rapports.
13. Examiner les politiques et les conventions en ce qui a trait aux opérations hors bilan et aux activités de négociation et de couverture et analyser les résultats d'un examen dans ces domaines effectué par les auditeurs internes ou les auditeurs externes.
  14. S'assurer que les présentations de la société sur les réserves prouvées nettes ont été examinées par le comité des réserves du conseil.
  15. Examiner les procédures de la direction mises en place pour empêcher et détecter les fraudes.
  16. Examiner les procédures pour la réception, la conservation et le traitement des plaintes que la société reçoit, y compris les observations confidentielles faites sous le couvert de l'anonymat par des employés de la société, qui portent sur la comptabilité, les contrôles comptables internes ou les questions d'audit.
  17. Examiner avec le président et chef de la direction, le vice-président directeur et chef des finances de la société et les auditeurs externes : i) toutes les lacunes et les faiblesses majeures de la conception ou du fonctionnement des contrôles internes et des procédures de la société se rapportant à la communication de l'information financière qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la société à consigner, à traiter, à résumer et à communiquer l'information financière qu'elle doit présenter dans les rapports qu'elle dépose ou soumet en vertu de la Loi de 1934 ou des lois et des règlements canadiens fédéraux et provinciaux applicables dans les délais prescrits et ii) toute fraude, importante ou non, impliquant la direction de la société ou d'autres salariés qui ont des rôles importants en ce qui concerne les contrôles internes et les procédures de communication de l'information financière de la société.
  18. Tenir des réunions périodiques distinctes avec la direction.

#### **AUDITEURS EXTERNES**

19. Être directement responsable, à titre de comité du conseil et sous réserve des droits des actionnaires et du droit applicable, de la nomination, de la rémunération, du mandat et de la supervision du travail des auditeurs externes (y compris le règlement des désaccords entre la direction et les auditeurs externes en ce qui a trait à la communication de l'information financière) aux fins d'établir ou de remettre un rapport d'audit ou d'exécuter d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour le compte de la société. Les auditeurs externes font rapport directement au comité.
20. Tenir des réunions périodiques avec les auditeurs externes (en l'absence de la direction) et s'assurer de la disponibilité des auditeurs externes pour assister aux réunions du comité ou à des parties de celles-ci à la demande du président du comité ou de la majorité des membres du comité.
21. Examiner au moins une fois par trimestre un rapport des auditeurs externes portant sur les éléments suivants et en discuter :
  - a) L'ensemble des politiques et des conventions comptables cruciales devant être utilisées.
  - b) Tous les traitements de remplacement permis aux termes des principes comptables généralement reconnus en ce qui concerne les politiques et les conventions touchant les points importants qui ont fait l'objet de discussions avec



la direction, y compris les ramifications de l'utilisation de ces autres communications et traitements et le traitement qu'ont privilégié les auditeurs externes.

- c) Les autres communications écrites importantes échangées entre les auditeurs externes et la direction, comme une lettre de recommandation ou une liste des écarts non rajustés.
22. Obtenir et examiner, au moins une fois l'an, un rapport des auditeurs externes portant sur les éléments suivants :
- a) Les procédures de contrôle de la qualité interne des auditeurs externes.
  - b) Les questions importantes soulevées par le dernier examen du contrôle de la qualité interne ou de contrôle des auditeurs externes par des homologues ou par toute enquête gouvernementale ou d'autorités professionnelles au cours des cinq exercices précédents relativement à un ou à plusieurs audits indépendants exécutés par les auditeurs externes et les mesures prises pour régler ces questions.
  - c) Dans la mesure envisagée par le paragraphe précédent, toutes les relations entre les auditeurs externes et la société.
23. Examiner avec les auditeurs externes l'ensemble des relations que ces derniers et les membres de leur groupe ont avec la société et les membres de son groupe et en discuter avec eux afin d'établir l'indépendance des auditeurs externes, y compris i) recevoir et examiner, dans le cadre du rapport décrit au paragraphe précédent, un exposé officiel écrit provenant des auditeurs externes délimitant toutes les relations qui pourraient raisonnablement avoir une incidence sur l'indépendance des auditeurs externes envers la société et les membres de son groupe, ii) discuter avec les auditeurs externes de toutes relations ou services révélés qui, de l'avis des auditeurs externes, pourraient avoir une incidence sur leur objectivité et leur indépendance et iii) recommander au conseil qu'il prenne la mesure appropriée en réponse au rapport des auditeurs externes en vue d'établir avec satisfaction l'indépendance des auditeurs externes.
24. Examiner et évaluer les éléments suivants :
- a) Le rendement de l'équipe des auditeurs externes et de l'associé responsable de la mission de cette équipe et faire une recommandation au conseil d'administration quant à la reconduction des auditeurs externes à l'assemblée annuelle des actionnaires de la société ou quant à leur congédiement.
  - b) Les modalités de la mission des auditeurs externes ainsi que leurs honoraires proposés.
  - c) Les plans et les résultats de l'audit externe.
  - d) Toute autre question connexe à la mission d'audit.
  - e) La mission des auditeurs externes en ce qui a trait aux services non liés à l'audit ainsi que les honoraires versés en contrepartie et leur incidence sur l'indépendance des auditeurs externes.
25. Dans le cadre de l'examen et des discussions portant sur les renseignements fournis au comité conformément aux paragraphes 21 à 24, évaluer les compétences, le rendement et l'indépendance des auditeurs externes, y compris établir si les contrôles

de la qualité des auditeurs externes sont adéquats ou non ou si la prestation de services autorisés non liés à l'audit permet quand même de conserver l'indépendance des auditeurs, en tenant compte des opinions de la direction et du chef de l'audit interne. Le comité doit présenter ses conclusions à l'égard des auditeurs externes au conseil.

26. S'assurer de la rotation des associés au sein de l'équipe de la mission d'audit, conformément aux lois applicables. Afin de garantir l'indépendance continue des auditeurs externes, déterminer s'il est approprié d'adopter une politique de rotation périodique du cabinet d'audit externe.
27. Définir des politiques claires concernant l'engagement par la société d'employés ou d'anciens employés des auditeurs externes.
28. Analyser avec la direction et les auditeurs externes les raisons pour lesquelles les services de cabinets d'audit où ne travaillent pas les principaux auditeurs externes sont retenus.
29. Prendre en considération et examiner avec les auditeurs externes, la direction et le chef de l'audit interne les éléments suivants :
  - a) Les constatations importantes dégagées au cours de l'exercice et les réactions et le suivi de la direction à ce propos.
  - b) Les difficultés éprouvées au cours de leurs audits, y compris des restrictions à l'égard de la portée de leur travail ou de l'accès aux renseignements requis, et la réaction de la direction à cet égard.
  - c) Les désaccords importants entre les auditeurs externes ou les auditeurs internes et la direction.
  - d) Les modifications devant être apportées à la portée prévue de leur plan d'audit.
  - e) Les ressources, le budget, les liens de communication, les responsabilités et les activités prévues des auditeurs externes.
  - f) Le mandat du service d'audit interne.
  - g) La conformité de l'audit interne avec les normes de l'Institute of Internal Auditors.

#### **Service d'audit interne et indépendance**

30. Tenir des réunions périodiques distinctes avec le chef de l'audit interne.
31. Examiner et approuver la nomination, la rémunération, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef de l'audit interne.
32. Confirmer annuellement l'indépendance du service d'audit interne et des auditeurs externes et s'en assurer.

#### **Approbation des services d'audit et des services non liés à l'audit**

33. Examiner et, le cas échéant, approuver la prestation de tous les services non liés à l'audit autorisés (y compris leurs modalités et la rémunération versée en contrepartie) avant la prestation de ces services par les auditeurs externes (sous réserve de l'exception pour les services non liés à l'audit de valeur minimale décrite dans la Loi de

1934 ou la législation et les règlements fédéraux canadiens et provinciaux qui sont approuvés par le comité avant la fin de l'audit).

34. Examiner et, s'ils sont appropriés et autorisés, approuver la prestation de tous les services d'audit (y compris leurs modalités et la rémunération versée en contrepartie) avant la prestation de ces services par les auditeurs externes.
35. Si les approbations au préalable envisagées par les paragraphes 33 et 34 ne sont pas obtenues, approuver, s'ils sont jugés appropriés et autorisés, la prestation de tous les services d'audit et non liés à l'audit sans délai après que le comité ou un membre du comité à qui le pouvoir a été délégué a connaissance de la prestation de ces services.
36. Déléguer, si le comité le juge nécessaire ou souhaitable, à des sous-comités composés d'un ou de plusieurs membres du comité, le pouvoir d'accorder les approbations au préalable et les approbations décrites aux paragraphes 33 à 35. La décision d'un tel sous-comité d'accorder les approbations au préalable doit être soumise au comité plénier à sa prochaine réunion prévue.
37. Le comité peut établir des politiques et des procédures en vue des approbations au préalable décrites aux paragraphes 33 et 34, pourvu que ces politiques et procédures comportent des précisions quant aux services particuliers, que le comité soit informé de chaque service, et que les politiques et procédures ne comprennent pas la délégation des responsabilités du comité, aux termes de la Loi de 1934 ou des lois et des règlements canadiens fédéraux et provinciaux pertinents, à la direction.

#### **Autres questions**

38. Examiner et approuver la nomination, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef des finances.
39. Suivant un vote majoritaire du comité, les services de ressources externes peuvent être retenus si les services sont jugés souhaitables.
40. Rendre compte des mesures prises par le comité au conseil d'administration et lui soumettre les recommandations que le comité peut juger appropriées.
41. Mener ou autoriser des enquêtes à l'égard de toute question s'inscrivant dans le cadre des responsabilités du comité. Le comité a le pouvoir de retenir les services de conseillers juridiques, de comptables ou d'autres experts indépendants, et d'obtenir des conseils ou par ailleurs une aide de ces derniers, dans le cadre de toute enquête que le comité juge nécessaire et pour l'aider aux fins de celle-ci.
42. La société doit fournir des fonds adéquats, établis par le comité en sa qualité de comité du conseil, en vue du paiement i) de la rémunération des auditeurs externes aux fins d'établir ou de remettre un rapport d'audit ou d'exécuter d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour le compte de la société, ii) de la rémunération des conseillers dont le comité a retenu les services et iii) des frais administratifs habituels du comité qui sont nécessaires ou appropriés pour qu'il s'acquitte de ses tâches.
43. Obtenir l'assurance des auditeurs externes que la communication de l'information au comité portant sur la découverte d'actes illégaux par les auditeurs externes n'est pas prescrite aux termes des dispositions de la Loi de 1934.
44. Le comité doit examiner et réévaluer le caractère adéquat du présent mandat chaque année et recommander les modifications, le cas échéant, au conseil aux fins de leur approbation.

45. Le rendement du comité doit être évalué chaque année par le comité des candidatures et de gouvernance du conseil d'administration.
46. Exécuter toute autre fonction requise par la loi, le mandat ou les règlements de la société ou le conseil d'administration.
47. Analyser toutes les autres questions que le conseil d'administration lui a soumises.



**cenovus**  
ENERGY

421 – 7 Ave SW  
PO Box 766  
Calgary (Alberta) T2P 0M5

Notre rapport annuel 2010  
est disponible sur notre site Web au  
[www.cenovus.com](http://www.cenovus.com)

