



CENOVUS ENERGY INC.

NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009

Le 18 février 2010

TABLE DES MATIÈRES

AVIS AU LECTEUR	3
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	5
Liens intersociétés.....	5
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE NOTRE ENTREPRISE	6
L'arrangement.....	6
Nos activités.....	7
DESCRIPTION DE NOTRE ENTREPRISE	10
Division pétrolière intégrée.....	11
Division des plaines canadiennes.....	15
RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ.....	20
Données sur les quantités des réserves.....	20
Autres renseignements sur les activités pétrolières et gazières.....	27
Volumes de production et résultats par élément	30
Activité de forage.....	34
Emplacement des puits.....	35
Participations dans des terrains importants.....	35
Dépenses en immobilisations, acquisitions et désinvestissements.....	35
Engagements de livraison	36
GÉNÉRALITÉS	36
Concurrence	36
Protection de l'environnement.....	36
Politiques sociales et environnementales.....	37
Employés.....	39
Activités à l'étranger.....	39
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	40
Administrateurs.....	40
Antécédents professionnels des administrateurs sur cinq ans.....	41
Expérience d'administrateur auprès d'autres émetteurs assujettis.....	43
Membres de la haute direction	44
Antécédents professionnels des membres de la haute direction sur cinq ans	44
Ordonnances de cessation des opérations ou faillites	46
Conflits d'intérêts.....	47
DÉCLARATION DE LA RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION.....	47
Analyse de la rémunération.....	47
Tableaux.....	55
Rémunération des administrateurs	59
COMITÉ DE VÉRIFICATION	61
Composition du comité de vérification.....	61
Politiques et procédures d'approbation préalable	62
Honoraires en contrepartie des services du vérificateur externe.....	63
ÉNONCÉS DES PRATIQUES EN MATIÈRE DE GOUVERNANCE.....	64
Conseil d'administration	64
Mandat du conseil d'administration.....	65
Descriptions des postes	67
Orientation et formation continue des administrateurs	67
Éthique commerciale.....	68
Nomination des administrateurs.....	69
Rémunération	69
Comité de vérification.....	70
Comité des réserves	70

Comité de la sécurité, de l'environnement et de la responsabilité	70
Évaluations du conseil	70
Documents essentiels en matière de gouvernance	71
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	72
Actions ordinaires	72
Actions privilégiées.....	72
Régime d'options d'achat d'actions des employés	72
TITRES POUVANT ÊTRE ÉMIS AUX TERMES DE RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION À BASE DE TITRES DE PARTICIPATION.....	76
DIVIDENDES	77
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	77
ÉVALUATIONS DE CRÉDIT.....	78
VENTES ANTÉRIEURES	79
Titres de créance	79
FACTEURS DE RISQUE	79
Risques relatifs à l'arrangement.....	79
Risques relatifs à notre entreprise	80
Autres facteurs de risque.....	88
POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES RÉGLEMENTAIRES	88
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....	88
EXPERTS INTÉRESSÉS	88
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES.....	89
CONTRATS IMPORTANTS	89
PROMOTEUR.....	91
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES.....	91
MISE EN GARDE CONCERNANT LES DÉCLARATIONS PROSPECTIVES	92
REMARQUE CONCERNANT LES RENSEIGNEMENTS SUR LES RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ.....	94
GLOSSAIRE.....	96
ABRÉVIATIONS	99
ANNEXE A – Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants	A-1
ANNEXE B – Rapport de la direction et des administrateurs sur les données relatives aux réserves et d'autres informations	B-1
ANNEXE C – Mandat du comité de vérification	C-1
ANNEXE D – Mandat du conseil d'administration	D-1

AVIS AU LECTEUR

Le présent document est la notice annuelle de Cenovus Energy Inc. pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. Dans la présente notice annuelle, à moins d'indication contraire ou que le contexte n'exige une interprétation différente, les renvois aux mots « nous », « notre », « nos » ou « Cenovus » incluent un renvoi aux filiales et aux participations dans des sociétés de personnes que détiennent Cenovus Energy Inc. et ses filiales depuis la date d'entrée en vigueur et aux actifs de Cenovus que détenait EnCana avant la date d'entrée en vigueur. Nous avons acquis les actifs de Cenovus auprès d'EnCana à la date d'entrée en vigueur dans le cadre de l'arrangement.

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

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 pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 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.

Nous avons entrepris nos activités indépendantes le 1^{er} décembre 2009 après la réalisation de l'arrangement. La description de notre entreprise, les événements importants récents et la présentation des états financiers et autres renseignements dans la présente notice annuelle à l'égard de périodes antérieures au 1^{er} décembre 2009 se fondent sur les renseignements concernant les actifs de Cenovus tel que les exploitait EnCana avant le 1^{er} décembre 2009. Se reporter à la rubrique « Développement général de notre entreprise – L'arrangement » pour un complément d'information sur l'arrangement. Cette information financière est tirée des états financiers consolidés antérieurs d'EnCana pour chacune des périodes pertinentes après avoir été détachée de ces états financiers consolidés antérieurs d'EnCana pour la période pertinente et devrait être lue en parallèle avec nos états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 et les états financiers consolidés détachés relatifs à Cenovus Energy pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 et le rapport de gestion connexe, qui se trouvent tous dans la circulaire d'information d'EnCana datée du 20 octobre 2009 concernant un arrangement visant Cenovus Energy Inc., et les états financiers consolidés détachés intermédiaires non vérifiés relatifs à Cenovus Energy pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009 et le rapport de gestion connexe, qu'on peut consulter sur SEDAR sous le profil d'EnCana à l'adresse www.sedar.com et qui ont été déposés auprès de la SEC et qu'il est possible de consulter sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

« Cenovus Energy » représente les activités, actifs, passifs et flux de trésorerie antérieurs de la division pétrolière intégrée et de la division des plaines canadiennes d'EnCana (avant la réalisation de l'arrangement), ainsi que d'une partie des fonctions non sectorielles et d'optimisation des marchés d'EnCana (avant la réalisation de l'arrangement). Par conséquent, les résultats financiers antérieurs comparatifs pourraient ne pas être indicatifs de ceux qui auraient été obtenus si nous avions existé en tant qu'entité autonome au cours de ces périodes. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque ».

La présente notice annuelle contient certaines déclarations ou informations prospectives au sens de la législation en valeurs mobilières applicable. Les déclarations ou informations prospectives se distinguent

généralement par des mots ou des expressions tels que « projeté », « prévoir », « croire », « s'attendre à », « envisager », « avoir l'intention » ou des mots semblables pour évoquer des résultats futurs ou des déclarations concernant une perspective. Toutes les déclarations autres que les déclarations concernant des faits antérieurs figurant dans la présente notice annuelle constituent des déclarations ou des informations prospectives. Se reporter à la rubrique « Remarque concernant les déclarations prospectives ».

Le Règlement 51-101 impose des normes concernant l'information portant sur les activités pétrolières et gazières de sociétés ouvertes canadiennes qui s'y consacrent. Nous avons obtenu une dispense des organismes canadiens de réglementation des valeurs mobilières nous autorisant à fournir de l'information en conformité des exigences légales pertinentes de la SEC. Une telle façon de faire facilite la comparaison de nos renseignements concernant le pétrole et le gaz avec ceux que fournissent des émetteurs américains et d'autres émetteurs internationaux compte tenu que nous sommes actifs sur les marchés financiers des États-Unis. Par conséquent, les données sur les réserves prouvées et probables et une bonne quantité des autres renseignements sur les activités pétrolières et gazières inclus dans la présente notice annuelle sont communiqués en conformité des exigences d'information des États-Unis. Ces renseignements, ainsi que l'information que nous prévoyons divulguer à l'avenir en application de cette dispense peuvent différer des renseignements correspondants établis conformément aux normes du Règlement 51-101. Aux termes de protocoles de communication de l'information des États-Unis, l'information sur la production et les réserves doit être présentée après déduction des redevances. En outre, pour donner de l'information plus complète sur notre entreprise, nous donnons volontairement de l'information sur la production et les réserves avant les redevances. Les données sur les réserves probables figurant dans la présente notice annuelle sont également fournies volontairement. Se reporter aux rubriques « Réserves et autres données sur le pétrole et le gaz » et « Mise en garde concernant les renseignements sur les réserves et autres données sur le pétrole et le gaz ».

À moins d'indication contraire, les expressions et termes utilisés dans la présente notice annuelle ont le sens qui leur est attribué à la rubrique « Glossaire ».

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

Cenovus Energy Inc. a été constituée le 24 septembre 2008 sous le régime de la LCSA sous la dénomination 7050372 Canada Inc. Aux termes de l'arrangement, 7050372 et Filiale inc. ont fusionné en vertu de la LCSA à la date d'entrée en vigueur, la société issue de la fusion étant nommée « Cenovus Energy Inc. ». Notre siège social et bureau de la direction est situé au 4000, 421 – 7 Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 4K9. Avant la réalisation de l'arrangement, 7050372 n'exploitait aucune entreprise active et n'avait émis aucune action.

Pour obtenir une description plus complète de l'arrangement, se reporter à la rubrique « Développement général de notre entreprise – L'arrangement ».

Liens intersociétés

Suit la liste de nos filiales et sociétés de personnes principales, dont l'actif global est supérieur à 10 pour cent de notre actif consolidé ou dont le chiffre d'affaires et les produits d'exploitation étaient supérieurs à 10 pour cent de notre chiffre d'affaires et de nos produits d'exploitation globaux en date du 31 décembre 2009 et pour l'exercice terminé à cette date :

Filiales et sociétés de personnes	Pourcentage de propriété¹⁾	Territoire de constitution, de prorogation ou de formation
Cenovus FCCL Ltd.	100	Alberta
FCCL Partnership	50	Alberta
Cenovus Downstream Holdings ULC	100	Alberta
Cenovus US Refineries, LLC	100	Delaware
Cenovus US Refinery Holdings	100	Delaware
WRB Refining LLC	50	Delaware

Note :

1) Comprend une participation indirecte.

Le tableau précédent ne comprend pas toutes nos filiales et sociétés de personnes. Les actifs et les produits d'exploitation de nos filiales et sociétés de personnes 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 2009 et pour l'exercice terminé à cette date.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE NOTRE ENTREPRISE

Cenovus est une société pétrolière intégrée établie à Calgary, en Alberta. Nos activités comprennent la récupération assistée des hydrocarbures (« RAH ») pratiquée sur nos terrains 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^{er} décembre 2009 après la scission d'EnCana en deux sociétés d'énergie ouvertes indépendantes : Cenovus et EnCana. Bien que nous soyons une nouvelle société, nous exploitons un certain nombre de nos actifs depuis des décennies.

L'arrangement

La scission d'EnCana en deux sociétés d'énergie cotées en bourse indépendantes et très spécialisées a été réalisée le 30 novembre 2009. Elle s'est traduite, entre autres, par la création de notre société, une société pétrolière intégrée indépendante misant sur une production et des flux de trésorerie stables à partir de zones de ressources de pétrole brut et de gaz naturel bien établies, intégrée depuis la production de pétrole brut jusqu'aux produits raffinés.

Aux termes de l'arrangement et d'un certain nombre d'opérations préliminaires réalisées jusqu'à la date d'entrée en vigueur, nous avons, indirectement, fait l'acquisition :

- a) des actifs associés à la division pétrolière intégrée d'EnCana, qui comprenaient les participations d'EnCana dans les régions de Foster Creek, de Christina Lake, de Narrows Lake et de Borealis et les participations dans les raffineries américaines en plus de certaines autres participations dans les ressources de bitume et des actifs de gaz naturel situés dans la région d'Athabasca;
- b) les actifs associés à la division des plaines canadiennes d'EnCana, qui comprenaient la majeure partie des actifs de l'entreprise pétrolière et gazière traditionnelle d'EnCana dans le Sud de l'Alberta et de la Saskatchewan. Cette division comprenait les terrains de RAH situés à Weyburn et à Pelican Lake ainsi que des terrains pétroliers et gaziers dans le Sud de l'Alberta;
- c) les actifs associés aux entreprises précédentes, y compris les locaux de commercialisation, de la société et des bureaux (y compris une part proportionnelle du projet de bureaux The Bow).

Aux termes de la restructuration préalable à l'arrangement réalisée dans le cadre de l'arrangement, EnCana a transféré les actifs de Cenovus à Filiale inc. en échange, entre autres, d'un billet à ordre intersociétés portant intérêt d'un montant en capital de 3,5 milliards de dollars (le « billet à ordre »).

Les passifs pris en charge, directement ou indirectement, relativement à l'arrangement comprenaient, entre autres, les passifs concernant la division pétrolière intégrée et la division des plaines canadiennes d'EnCana décrites précédemment.

Par suite de l'arrangement, chaque actionnaire d'EnCana (sauf un actionnaire dissident) a reçu une nouvelle action ordinaire d'EnCana (ces actions étant représentées par les certificats d'actions ordinaires existants d'EnCana) et une action ordinaire pour chaque action ordinaire d'EnCana détenue. À la date d'entrée en vigueur, 751 273 307 actions ordinaires ont été émises à ces anciens porteurs d'actions ordinaires d'EnCana.

Dans le contexte de l'arrangement et afin d'offrir une liquidité constante, y compris pour combler les besoins en fonds de roulement, avant la réalisation de l'arrangement, nous avons obtenu des engagements de la part d'un syndicat de banques en vue de mettre à notre disposition une facilité de crédit non garantie d'un montant de 2,5 milliards de dollars canadiens. La facilité de crédit renouvelable consentie par le

syndicat se compose de deux tranches, une tranche de 2,0 milliards de dollars canadiens d'une durée de trois ans et une tranche de 500 millions de dollars canadiens d'une durée de 364 jours. La durée de chacune de ces facilités a débuté à la date d'entrée en vigueur.

Le 18 septembre 2009, une entité remplacée par Cenovus a réalisé, en trois tranches, un placement privé de titres de créance de 3,5 milliards de dollars (les billets de 2014, les billets de 2019 et les billets de 2039) qui est dispensé des exigences d'inscription de la loi américaine intitulée *Securities Act* en vertu de la règle 144A et du Règlement S (le « placement de billets de Cenovus »). Se reporter à la rubrique « Ventes antérieures ». Le produit net du placement des billets de Cenovus a été déposé dans un compte en mains tierces dans l'attente de la réalisation de l'arrangement. Une fois l'arrangement réalisé, le produit net ainsi que les autres montants financés au préalable ont été dégagés de l'entiercement et ont été imputés au remboursement des montants impayés aux termes du billet à ordre.

Nous avons déposé une déclaration d'acquisition d'entreprise selon l'annexe 51-102A4 relativement à l'arrangement. Il est possible de consulter la déclaration d'acquisition d'entreprise sous notre profil sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et notre formulaire 6-K déposé auprès de la SEC le 16 décembre 2009 sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

Nos activités

Nos activités s'organisent en deux divisions d'exploitation :

- la **division pétrolière intégrée**, qui comprend la totalité des actifs de l'entreprise pétrolière intégrée en amont et en aval avec notre partenaire en coentreprise ainsi que d'autres participations dans des ressources de bitume ainsi que des actifs de gaz naturel dans la région d'Athabasca. La division pétrolière intégrée possède des actifs au Canada et aux États-Unis dont deux importants terrains de RAH : i) Foster Creek et ii) Christina Lake ainsi que deux raffineries : i) Wood River et ii) Borger;
- la **division des plaines canadiennes**, qui comprend des actifs de mise en valeur établis de pétrole brut et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan, y compris deux importants terrains de RAH : i) Weyburn et ii) Pelican Lake, ainsi que les terrains pétroliers et gaziers dans le Sud de l'Alberta. La division 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 à l'égard des ententes de transport, des types de produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

Aux fins de la communication des états financiers, nos secteurs d'exploitation isolables s'établissent comme suit :

- Le secteur **Canada en amont**, qui englobe la mise en valeur et la production de bitume, de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel (« LGN ») ainsi que les autres activités connexes au Canada de Cenovus, ce qui inclut les exploitations de Foster Creek et de Christina Lake dont nous et ConocoPhillips, une société ouverte américaine non apparentée, sommes propriétaires conjoints et que nous exploitons.
- Le secteur **raffinage en aval**, qui se concentre sur le raffinage de pétrole brut en produits pétroliers et chimiques à deux raffineries situées aux États-Unis. Les raffineries sont détenues conjointement avec ConocoPhillips et exploitées par cette dernière.
- Le secteur **activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement les gains et les pertes latents inscrits sur les instruments financiers dérivés ainsi que d'autres frais associés aux activités générales et administratives et de financement dans l'ensemble de Cenovus. Une fois les instruments financiers réglés, les gains réalisés et les pertes subies sont comptabilisés dans le secteur d'exploitation auquel l'instrument dérivé se rapporte. Les éliminations concernent le chiffre d'affaires

et les produits d'exploitation tirés de l'exploitation et les produits achetés entre les secteurs comptabilisés aux prix du transfert en fonction des prix du marché actuels et les profits intersectoriels latents sur les stocks.

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

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 au total une capacité de production de 60 000 barils de bitume par jour, augmentant ainsi la capacité de production totale à Foster Creek pour la porter à environ 120 000 barils 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'Energy Resources Conservation Board (« ERCB ») et au ministère de l'environnement de l'Alberta. Chaque phase devrait augmenter la capacité de production de 30 000 barils de bitume par jour.
- 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.

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 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 Wood River a reçu les approbations des organismes de réglementation lui permettant de commencer la construction sur le projet CORE. Notre quote-part de 50 % du projet CORE devrait coûter environ 1,8 milliard de dollars et le projet devrait être terminé et mis en exploitation en 2011. 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.

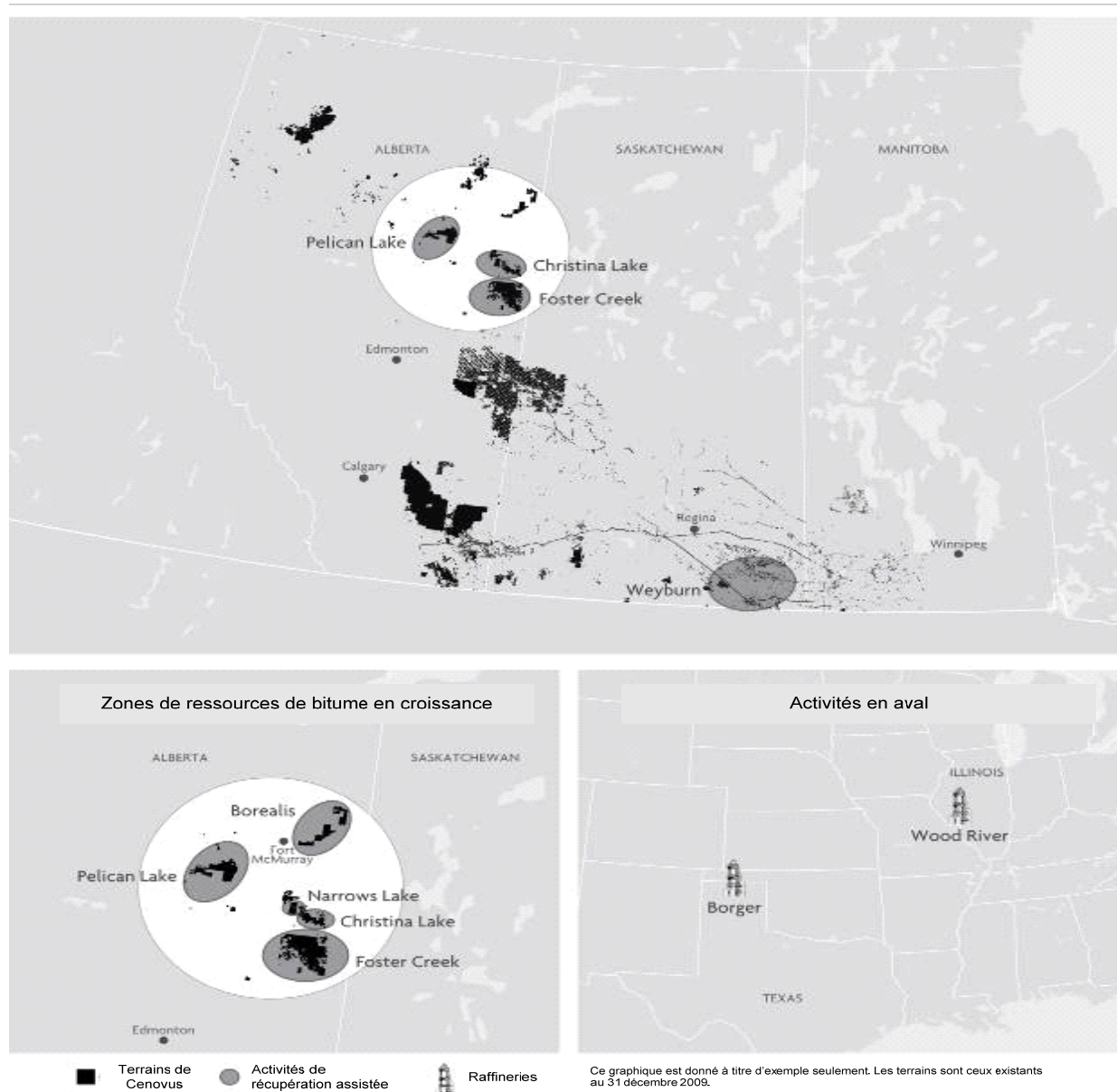
2007

- La création de la coentreprise pétrolière intégrée avec ConocoPhillips, composée d'actifs en amont et en aval, a été réalisée le 3 janvier 2007. L'entreprise englobe deux entités en exploitation en parts égales, une entreprise en amont canadienne exploitée par Cenovus et une entreprise en aval américaine exploitée par ConocoPhillips, Cenovus et ConocoPhillips ayant fourni toutes deux des actifs et des capitaux propres de valeur égale. L'entreprise pétrolière intégrée procure une plus grande certitude quant à l'exécution des projets de RAH de Foster Creek et de Christina Lake et nous permet de participer à toute la chaîne de valeur, depuis la production de pétrole brut jusqu'aux produits raffinés.

- Au cours du premier trimestre de 2007, la phase C de l'agrandissement à Foster Creek a été mise en service. Cette phase a représenté un ajout de 30 000 barils par jour à la capacité de production, augmentant le total de la capacité de production totale à Foster Creek pour la porter à environ 60 000 barils de bitume par jour.
- Au cours du deuxième trimestre de 2007, l'installation d'une unité de cokéfaction, d'une capacité de 25 000 barils par jour, a été parachevée à la raffinerie Borger. La raffinerie a été fermée pendant à peu près un mois pour réaliser un important redressement prévu qui devait coïncider avec la mise en service de la nouvelle unité de cokéfaction. La raffinerie a repris ses activités en juin 2007 et a raffiné son premier baril de pétrole lourd canadien le 10 juillet 2007, marquant ainsi une étape importante pour la raffinerie.
- Au cours du troisième trimestre de 2007, l'approbation et la sanction des organismes de réglementation ont été obtenues pour la phase C de l'agrandissement à Christina Lake, qui devrait augmenter la capacité de production de 40 000 barils de bitume par jour en 2011.
- Au cours du quatrième trimestre de 2007, une demande réglementaire conjointe en vue de la mise en valeur du terrain Borealis a été présentée à l'ERCB et au ministère de l'environnement de l'Alberta; cette demande permettrait la construction d'une installation de DGMV d'une capacité de production d'environ 35 000 barils de bitume par jour.

DESCRIPTION DE NOTRE ENTREPRISE

Les cartes suivantes indiquent les emplacements de nos actifs, y compris de nos terrains et actifs de raffinage principaux au 31 décembre 2009.



La totalité de nos réserves et de notre production sont situées au Canada. Au 31 décembre 2009, nos avoirs fonciers représentaient environ 7,8 millions d'acres nettes et des réserves prouvées (notre quote-part après redevances) d'environ 719 millions de barils de réserves de bitume, 232 millions de barils de réserves de pétrole brut et de gaz naturel et 1 474 milliards de pieds cubes de réserves de gaz naturel. Le facteur de durée estimative des réserves prouvées au 31 décembre 2009 s'établissait à environ 14,7 ans. Nous avons aussi des réserves probables (notre quote-part après redevances) d'environ 403 millions de barils de bitume, 127 millions de barils de pétrole brut et de LGN et 405 milliards de pieds cubes de gaz naturel au 31 décembre 2009.

Le texte suivant décrit, plus en détail, chacune de nos divisions d'exploitation.

Division pétrolière intégrée

La division pétrolière intégrée comprend l'ensemble des actifs faisant partie de l'entreprise pétrolière intégrée avec ConocoPhillips décrite ci-après ainsi que d'autres participations dans les ressources de bitume et des actifs de gaz naturel dans la région d'Athabasca. La division pétrolière intégrée possède des actifs au Canada et aux États-Unis ainsi que deux terrains de RAH : i) Foster Creek et ii) Christina Lake ainsi que deux raffineries à Wood River et à Borger. En 2009, la division pétrolière intégrée a engagé des investissements en capitaux d'environ 1 383 millions de dollars destinés entre autres à la poursuite de l'aménagement du projet CORE ainsi qu'au forage d'environ 80 puits nets (dont 40 puits d'essai stratigraphiques).

Au 31 décembre 2009, nous disposions de droits sur le bitume visant environ 1 055 000 acres brutes (760 000 acres nettes) dans les régions d'Athabasca et de Cold Lake ainsi que le droit exclusif de louer 652 000 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 les avoirs fonciers de la division pétrolière intégrée au 31 décembre 2009.

Avoirs fonciers (en milliers d'acres)	Superficie mise en valeur		Superficie non mise en valeur		Superficie totale		Participation directe moyenne
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Foster Creek	7	4	65	32	72	36	50 %
Christina Lake	1	-	24	12	25	12	50 %
Narrows Lake ¹⁾	-	-	25	15	25	15	60 %
Borealis	-	-	36	36	36	36	100 %
Athabasca	520	443	355	283	875	726	83 %
Autres	23	10	923	675	946	685	72 %
Total du pétrole intégré	551	457	1 428	1 053	1 979	1 510	76 %

Note :

- 1) Aux termes d'une convention relative à une zone d'intérêt réciproque, ConocoPhillips a choisi de participer à l'acquisition de certaines concessions de Cenovus au moyen de sa participation dans FCCL, ce qui a réduit la participation directe de Cenovus à 50 pour cent au 1^{er} janvier 2010.

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

Production (moyenne annuelle)	Pétrole brut et LGN (b/j)		Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production totale (bep/j)	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Foster Creek	36 654	25 947	-	-	36 654	25 947
Christina Lake	6 527	4 236	-	-	6 527	4 236
Athabasca	-	-	49	63	8 167	10 500
Autres	2 553	2 729	-	-	2 553	2 729
Total du pétrole intégré	45 734	32 912	49	63	53 901	43 412

Le tableau suivant résume les participations de la division pétrolière intégrée dans des puits productifs au 31 décembre 2009. Ces nombres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2009.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de pétrole productifs		Puits de gaz productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Foster Creek	171	86	-	-	171	86
Christina Lake	16	8	8	4	24	12
Athabasca	-	-	683	647	683	647
Total du pétrole intégré	187	94	691	651	878	745

Le texte qui suit présente une description des principales régions productives ou activités de la division pétrolière intégrée.

Entreprise pétrolière intégrée

Le 3 janvier 2007, la création de l'entreprise pétrolière intégrée avec ConocoPhillips a été réalisée. L'entreprise pétrolière intégrée comprend les actifs en amont canadiens constituant l'apport de Cenovus et les actifs en aval américains constituant l'apport de ConocoPhillips. L'entreprise englobe deux entités en exploitation en parts égales, une entité en amont canadienne, FCCL, exploitée par Cenovus et une entreprise en aval américaine, WRB, exploitée par ConocoPhillips.

FCCL est propriétaire des projets de RAH de Foster Creek et de Christina Lake. Cenovus FCCL Ltd., notre filiale en propriété exclusive, est l'associé exploitant et directeur de FCCL. WRB est propriétaire des raffineries de Wood River et de Borger. ConocoPhillips détenait une participation financière disproportionnée de 85 pour cent dans la raffinerie de Borger en 2007 et de 65 pour cent en 2008, avant de la ramener à 50 pour cent en 2009. ConocoPhillips est l'exploitant et directeur de WRB. FCCL a un comité de direction alors que WRB a un conseil d'administration; tous deux se composent de trois de nos représentants et de trois représentants de ConocoPhillips, chaque société détenant des droits de vote égaux.

Au 31 décembre 2009, la capacité de production combinée des terrains de Foster Creek et de Christina Lake était d'environ 138 000 barils par jour. FCCL envisage d'augmenter la capacité de production pour la porter à environ 218 000 barils de bitume par jour à partir des installations combinées de Foster Creek et de Christina Lake avec le parachèvement à Christina Lake de la phase C de l'agrandissement en 2011 et de la phase D de l'agrandissement en 2013.

Au 31 décembre 2009, WRB avait une capacité de traitement lui permettant de raffiner jusqu'à environ 70 000 barils d'équivalent bitume par jour. WRB projette de raffiner environ 150 000 barils d'équivalent bitume par jour surtout pour en faire des carburants avec le parachèvement du projet CORE en 2011.

Foster Creek

Nous avons une participation de 50 pour cent dans Foster Creek, un terrain de RAH où la technologie de 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 visant l'exploration, la mise en valeur et le transport à partir de régions situées dans le polygone de tir aérien de Cold Lake qui ont été attribués par le gouvernement de l'Alberta. 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 d'environ 60 000 barils de bitume par jour et augmentant la capacité de production totale pour la porter à environ 120 000 barils de bitume par jour.

Nous effectuons des recherches et mettons au point des technologies en permanence en vue d'augmenter la récupération du bitume, d'en diminuer les coûts d'extraction et de réduire notre empreinte écologique. Nous nous concentrons sur des méthodes de recharge pour le pompage artificiel où nous utilisons de nouvelles pompes de conception différente qui devraient nous permettre d'optimiser le rendement du procédé de DGMV en fonctionnant à des pressions inférieures, ce qui nous permettra d'obtenir des ratios vapeur/pétrole inférieurs et de réduire le coût des investissements et les charges d'exploitation de l'installation. Au 31 décembre 2009, 133 puits étaient dotés de pompes électriques submersibles à Foster Creek, et nous prévoyons continuer d'utiliser cette technologie sur les nouveaux puits de DGMV.

En outre, nous avons réalisé des essais-pilotes fructueux relativement à une autre technologie à Foster Creek suivant laquelle un puits interposé est foré entre deux puits de production 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. Nous avons reçu un brevet américain pour cette technologie; le brevet canadien est en instance et nous prévoyons qu'il nous sera délivré au cours du premier semestre de 2010. Cette technologie ne nécessite aucune vapeur supplémentaire et aide donc à réduire le ratio vapeur/pétrole dans son ensemble. En 2009, nous avons foré 18 puits interposés (4 puits en 2008). Au 31 décembre 2009, 27 puits interposés étaient en production. Nous ferons des essais-pilotes de ce procédé à notre terrain de Christina Lake au cours du premier trimestre de 2010.

Nous mettons également l'accent sur la réduction de notre dépendance envers le gaz naturel pour la production de la vapeur utilisée dans les activités de production par DGMV. Le procédé assisté de solvant (« PAS ») est décrit à la rubrique « Christina Lake » ci-après.

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 de RAH par DGMV à Christina Lake, qui produit à partir de la formation McMurray. Au cours de 2008, la phase B d'agrandissement a été parachevée et a augmenté la capacité de production pour la porter à environ 18 000 barils de bitume par jour.

La phase C de l'agrandissement, qui devrait représenter une addition de 40 000 barils de capacité de production de bitume par jour, est actuellement en voie de construction et devrait être parachevée en 2011, portant la capacité de production de bitume totale à 58 000 barils par jour.

Au cours du quatrième trimestre de 2009, la FCL a sanctionné la phase D de l'agrandissement. Cet agrandissement devrait ajouter 40 000 barils de capacité de production de bitume par jour supplémentaires à Christina Lake. Nous avons devancé de six mois la date de parachèvement de la phase D qui devrait être terminée au milieu de 2013. L'approbation réglementaire pour cette phase supplémentaire a été reçue en 2008.

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 PAS. Ce procédé fait appel à une petite 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 actuellement en cours d'évaluation pour déterminer l'utilisation éventuelle de cette technologie dans les plans de mise en valeur 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.

Narrows Lake

Nous possédons une participation de 50 pour cent dans la région de Narrows Lake, qui est située dans la région élargie de Christina Lake. Nous préparons des plans de mise en valeur et des demandes d'approbation des organismes de réglementation pour un projet à Narrows Lake qui comprendrait deux ou

trois phases ayant chacune le potentiel d'augmenter la capacité de production d'environ 40 000 barils de bitume par jour.

Raffinerie de Wood River

Nous avons une participation de 50 pour cent dans la raffinerie de Wood River, située à Roxana, en Illinois. Au 31 décembre 2009, 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. 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, qui devrait permettre d'augmenter la capacité de raffinage de pétrole brut d'environ 50 000 barils par jour, d'accroître la capacité de cokéfaction d'environ 65 000 barils par jour, de plus que doubler la capacité de raffinage du pétrole brut lourd pour la porter à environ 240 000 barils par jour et d'augmenter la production de carburant de transport propre d'environ dix pour cent pour la faire passer à 89 pour cent. Les dépenses en immobilisations du projet CORE sont évaluées à 3,6 milliards de dollars (1,8 milliard de dollars nets pour Cenovus) et le projet devrait être parachevé en 2011. Au 31 décembre 2009, le projet CORE était à 71 pour cent terminé et respectait le calendrier et le budget.

Raffinerie Borger

Nous avons une participation de 50 pour cent dans la raffinerie de Borger, située à Borger, au Texas. Au 31 décembre 2009, cette raffinerie avait une capacité de traitement d'environ 146 000 barils de pétrole brut par jour et d'environ 45 000 barils de LGN par jour. Elle traite principalement du pétrole brut de densité moyenne à forte 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 d'unité d'hydrotraitement reconditionnée 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 des raffineries combinées pour les périodes indiquées.

Activités de raffinage¹⁾	2009	2008
Capacité de pétrole brut (kb/j)	452	452
Livraison de pétrole brut (kb/j)	394	423
Utilisation du pétrole brut (%)	87	93
Produits raffinés (kb/j)		
Essence	223	230
Distillats	120	139
Autres	74	79
Total	417	448

Note :

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

Autres terrains de la division pétrolière intégrée

Borealis

Nous détenons une participation directe de 100 pour cent dans la région de Borealis, qui est située à environ 90 kilomètres au nord-est de Fort McMurray. Borealis ne fait pas partie de l'entreprise pétrolière intégrée avec ConocoPhillips. Environ 200 puits de délimitation avaient été forés dans la région élargie de Borealis au 31 décembre 2009. Une demande conjointe de mise en valeur a été présentée à l'ERCB et au ministère de l'environnement de l'Alberta afin que soit autorisée la construction d'une installation de DGMV d'une capacité de production d'environ 35 000 barils de bitume par jour. Nous continuons d'évaluer la région élargie de Borealis au soutien de la demande de mise en valeur.

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, la mise en valeur 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 de septembre 2003, de juillet 2004, de septembre 2004, de juillet 2007 et d'octobre 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 25 millions de pieds cubes par jour en 2009 (26 millions de pieds cubes par jour en 2008). 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.

Division des plaines canadiennes

La division des plaines canadiennes englobe les activités de mise en valeur et de production de pétrole brut en Alberta et en Saskatchewan ainsi que les activités établies de mise en valeur et de production de gaz naturel dans le sud et le nord de l'Alberta et dans le sud de la Saskatchewan. Trois propriétés clés font partie de la division des plaines canadiennes : les projets de RAH à Pelican Lake et à Weyburn, ainsi que les zones de pétrole et de gaz classiques dans le Sud de l'Alberta. La division commercialise également le pétrole brut et le gaz naturel ainsi que les achats et les ventes auprès de tiers de produits qui procurent une souplesse sur le plan de l'exploitation à l'égard des ententes de transport, des types de produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle.

Au 31 décembre 2009, la division des plaines canadiennes avait un portefeuille foncier établi d'environ 6,7 millions d'acres brutes (6,3 millions d'acres nettes), dont environ 4,3 millions d'acres brutes, (4,1 millions d'acres nettes) sont mises en valeur. Les droits miniers sur environ 50 pour cent de la superficie nette totale sont détenus en propriété inconditionnelle 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. En 2009, la division des plaines canadiennes a effectué des investissements en capitaux d'environ 478 millions de dollars et foré environ 614 puits nets. De ces investissements en capitaux, 56 pour cent étaient axés sur le pétrole alors que 43 pour cent étaient axés sur le gaz naturel.

Les plans pour 2010 comprennent d'autres projets de RAH, la poursuite du forage, les optimisations et les compléments de puits (y compris le méthane de houille) et les investissements dans l'infrastructure des installations nécessaires pour poursuivre la mise en valeur.

Le tableau suivant résume les avoirs fonciers de la division des plaines canadiennes au 31 décembre 2009.

Avoirs fonciers (en milliers d'acres)	Superficie mise en valeur		Superficie non mise en valeur		Superficie totale		Participation directe moyenne
	Brute	Nette	Brute	Nette	Brute	Nette	
Weyburn	99	87	383	377	482	464	96 %
Pelican Lake	133	133	279	264	412	397	96 %
Sud de l'Alberta							
Suffield	928	917	63	60	991	977	99 %
Brooks North	569	567	8	8	577	575	100 %
Langevin	1 132	1 022	371	345	1 503	1 367	91 %
Drumheller	356	345	19	16	375	361	96 %
Total du Sud de l'Alberta	2 985	2 851	461	429	3 446	3 280	95 %
Autres	1 058	986	1 303	1 193	2 361	2 179	92 %
Total des plaines canadiennes	4 275	4 057	2 426	2 263	6 701	6 320	94 %

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

Production (moyenne annuelle)	Pétrole brut et LGN (b/j)		Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production totale (bep/j)	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Weyburn	14 960	14 056	-	-	14 960	14 056
Pelican Lake	20 105	21 975	-	1	20 105	22 102
Sud de l'Alberta						
Suffield	12 038	13 054	213	231	47 567	51 621
Brooks North	1 104	839	260	273	44 373	46 339
Langevin	8 293	9 111	185	203	39 044	43 029
Drumheller	2 122	2 276	81	93	15 679	17 776
Total du Sud de l'Alberta	23 557	25 280	739	800	146 663	158 765
Autres	5 428	6 027	36	41	11 489	12 748
Total des plaines canadiennes	64 050	67 338	775	842	193 217	207 671

Le tableau suivant résume les participations de la division des plaines canadiennes dans des puits productifs au 31 décembre 2009. Ces nombres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2009.

Puits productifs (nombre de puits)	Puits de pétrole productifs		Puits de gaz productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Weyburn	764	482	-	-	764	482
Pelican Lake	445	445	9	9	454	454
Sud de l'Alberta						
Suffield	745	745	10 348	10 330	11 093	11 075
Brooks North	57	57	7 338	7 230	7 395	7 287
Langevin	251	246	7 028	6 388	7 279	6 634
Drumheller	121	118	1 612	1 552	1 733	1 669
Total du Sud de l'Alberta	1 174	1 166	26 326	25 550	27 500	26 665
Autres	665	626	1 173	1 154	1 838	1 780
Total des plaines canadiennes	3 048	2 719	27 508	26 663	30 556	29 381

Le texte qui suit donne la description des principales zones de production ou des activités de la division des plaines canadiennes.

Weyburn

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 dans la zone de RAH du champ au moyen d'un projet d'injection de dioxyde de carbone (« CO₂ ») miscible. Au 31 décembre 2009, environ 70 pour cent de l'aménagement de la configuration d'injection approuvée et prévue était complété à l'unité de Weyburn. Depuis l'instauration du projet, environ 15 millions de tonnes de CO₂ ont été injectées dans le cadre du programme de RAH. Nous estimons qu'une quantité supplémentaire de 15 millions de tonnes sera injectée dans le cadre du projet de RAH. Le CO₂ est acheminé par pipeline directement à l'installation de Weyburn en provenance d'un projet de gazéification du charbon situé au Dakota du Nord.

Pelican Lake

Pelican Lake produit du pétrole brut lourd à partir de la formation du Crétacé Wabiskaw dans le nord-est de l'Alberta au moyen des méthodes de RAH faisant appel à des puits horizontaux et à l'injection d'eau et de polymères. L'agrandissement de l'infrastructure des installations dans cette région s'est poursuivi en 2009 afin de traiter des volumes totaux accrus de production de fluides associés aux projets d'injection d'eau et de polymères. Au cours de 2009, 50 puits d'injection ont été ajoutés au programme d'injection de polymères.

Outre le gisement de pétrole brut lourd de la formation Wabiskaw, d'importants gisements de bitume ont été découverts dans la formation du Crétacé de Grand Rapids et du Dévonien de Grosmont dans la région de Pelican Lake que nous continuons d'évaluer. En 2009, 17 puits d'essai stratigraphiques ont été forés afin de recueillir des données techniques sur ces formations.

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 brut mélangé à partir d'Utikuma, en Alberta, à destination d'Edmonton, en Alberta, au moyen du pipeline de Pembina, à raison de 100 000 barils par jour. Ce pipeline sera utilisé pour transporter le pétrole brut provenant de notre terrain Pelican Lake 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 prévue pour le milieu de 2011.

Sud de l'Alberta

Nous possédons la totalité des droits miniers sur la majeure partie de nos terrains en propriété inconditionnelle dans le Sud de l'Alberta et louons la majeure partie des droits relatifs à la formation du Crétacé à Suffield et dans les parties du sud-est de l'Alberta. Environ 59 pour cent des terrains que nous détenons dans cette région sont en propriété inconditionnelle ou en propriété franche et environ 41 pour cent sont des terres de la Couronne. Nos terrains dans le Sud de l'Alberta englobent tant des champs de pétrole que de gaz.

Sud de l'Alberta – Terrains pétroliers

Nous détenons des participations dans de multiples zones, principalement dans la formation du Crétacé précoce dans les régions de Suffield, de Langevin, de Brooks North et de Drumheller dans le Sud de l'Alberta dont la production est un mélange de pétrole moyen et de pétrole lourd. La mise en valeur dans cette région met l'accent sur le forage intercalaire, l'optimisation des puits existants et les méthodes de RAH. Nous exploitons des installations de traitement d'eau pour gérer de façon efficace la production de pétrole primaire et assisté.

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

Puits forés nets et production (moyenne annuelle)	Puits forés nets		Léger/moyen (b/j)		Pétrole lourd (b/j)	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
	Suffield	40	47	-	-	12 038
Brooks North	18	3	894	642	-	-
Langevin	14	16	8 053	8 862	-	-
Drumheller	28	1	1 421	1 595	-	-
Total – Sud de l'Alberta – terrains pétroliers	100	67	10 368	11 099	12 038	13 054

Sud de l'Alberta – Terrains de gaz naturel

Nous détenons des participations dans de multiples zones, principalement dans la formation du Crétacé tardif, dans les régions de Suffield, de Brooks North, de Langevin et de Drumheller dans le Sud de l'Alberta.

La mise en valeur dans cette région 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 ³ /j)	
	2009	2008	2009	2008
Suffield	170	468	213	231
Brooks North	163	478	260	273
Langevin	109	248	185	203
Drumheller	56	172	81	93
Total – Sud de l'Alberta – terrains de gaz naturel	498	1 366	739	800

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 2009, environ 500 puits ont été reconfigurés, ce qui a permis d'ajouter 14 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.

Suffield constitue l'une des régions prioritaires du Sud de l'Alberta où sont situés nos principaux terrains. La région de Suffield se compose principalement du bloc Suffield, où les activités sont exécutées aux termes d'une convention intervenue avec 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 Corporation, 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 ont 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.

Autres terrains

Nous avons commencé à évaluer des zones d'intérêt de pétrole moyen et léger dans les régions de Bakken et de Shaunavon en Saskatchewan.

Nous détenons également des participations dans d'autres terrains productifs de pétrole et de gaz naturel classiques situés principalement dans le centre-est et le nord de l'Alberta.

Commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel

Notre groupe de commercialisation s'attache à améliorer le prix net de notre production exclusive. Les résultats de la division des plaines canadiennes comprennent les achats et les ventes de produits auprès de tiers qui procurent une souplesse sur le plan de l'exploitation à l'égard des ententes de transport, des types de produits, des points de livraison et de la diversification de la clientèle. En outre, le groupe de commercialisation et d'énergie s'attache à obtenir des sources fiables d'électricité au coût de transport le plus faible au niveau des champs.

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 afférentes à nos états financiers consolidés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Commercialisation du pétrole brut

Nous gérons le transport et la commercialisation du pétrole brut pour nos divisions d'exploitation 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 les besoins en diluants. Au cours de 2009, nos volumes de pétrole mélangés pour le compte de FCCL étaient de 120 894 barils par jour (80 866 barils par jour en 2008), alors que nos volumes de pétrole mélangés sans partenariat étaient de 78 303 barils par jour (86 560 barils par jour en 2008).

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 2009, nous avons commercialisé environ 25 pour cent de nos ventes de gaz naturel directement auprès d'entreprises industrielles et les 75 pour cent restants auprès d'autres producteurs et de sociétés de commercialisation de l'énergie. 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.

RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

Nous retenons les services d'évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI ») pour qu'ils évaluent tous les ans la totalité de nos réserves de bitume, de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel et préparent des rapports sur celles-ci. Ces évaluateurs sont McDaniel & Associates Consultants Ltd. et GLJ Petroleum Consultants Ltd. Les données sur les réserves suivantes proviennent de rapports sur les réserves rédigés à notre intention par chacune de ces sociétés.

Nous avons un comité des réserves (défini aux présentes) composé de membres du conseil indépendants, qui passe en revue les compétences et la nomination des ERQI. Le comité des réserves examine également les procédures suivies pour fournir l'information voulue aux évaluateurs.

Le vice-président de la planification stratégique et de la gouvernance des réserves de Cenovus et deux autres membres du personnel qui relèvent de lui supervisent la préparation des estimations des réserves par les ERQI. Actuellement, ces deux ingénieurs du personnel interne ont une expérience pertinente combinée de plus de 65 ans. Le vice-président et ces deux ingénieurs sont tous membres des associations professionnelles provinciales appropriées et sont membres de diverses associations sectorielles comme la Society of Petroleum Engineers.

Les évaluations des ERQI sont faites à partir de données pétrophysiques, géologiques, techniques, financières et comptables fondamentales. Des procédés et des procédures existent pour s'assurer que les ERQI reçoivent tous les renseignements pertinents. Les réserves sont estimées en fonction d'analyses du bilan-matières, d'analyses d'épuisement, de calculs volumétriques ou d'une combinaison de ces méthodes, dans chaque cas en tenant compte des questions économiques. Dans le cas des réserves exploitées, l'accent est mis sur l'analyse de l'épuisement alors que l'analyse volumétrique sert à contenir les prévisions à des niveaux raisonnables. Les réserves inexploitées sont estimées par analogie avec les compensations de la production en tenant compte des estimations volumétriques des quantités en place.

L'estimation des quantités des réserves de pétrole brut et du gaz naturel comporte de nombreuses incertitudes inhérentes. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risques relatifs à notre entreprise – Nos données sur les réserves de pétrole brut et du gaz naturel et les estimations des produits d'exploitation nets futurs sont incertaines ». Les classifications de réserves en réserves prouvées ou probables ne sont que des tentatives de définir le degré d'incertitude associé aux estimations. En outre, alors que les réserves prouvées sont les réserves dont on peut estimer, avec un degré raisonnable de certitude qu'elles seront produites de façon rentable, les réserves probables sont des réserves pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées mais qui, avec les réserves prouvées, sont aussi susceptibles d'être récupérées que de ne pas l'être. Ainsi, les estimations de réserves probables, par définition, comportent un degré plus élevé d'incertitude que les réserves prouvées.

Données sur les quantités des réserves

Les exigences révisées en matière de communication des réserves publiées par la SEC à la fin de 2008 requièrent que l'information sur nos réserves de bitume soit séparée de l'information sur nos réserves de pétrole brut et de LGN. Les renseignements suivants de la présente notice annuelle reflètent cette séparation pour chacune des années présentées.

La majeure partie de nos réserves de bitume seront récupérées et exploitées 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 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.

Réserves prouvées totales après redevances

En 2009, les réserves de bitume ont augmenté d'environ 8 pour cent, principalement en raison de l'approbation reçue pour la mise en œuvre de la phase D à Christina Lake. L'augmentation a été neutralisée en partie par des réductions attribuées aux taux de redevances sur le bitume supérieurs causés par une augmentation de prix du WTI. De plus, en raison du nouveau régime de redevances de l'Alberta où les redevances sont déterminées selon une échelle mobile en fonction du prix du bitume, lorsque les prix se situent entre 55 \$ CA et 120 \$ CA le baril, les taux de redevances pour la période antérieure à l'atteinte du seuil de rentabilité varient de un à neuf pour cent des revenus bruts. Une fois que le projet atteint son seuil de rentabilité, les redevances sont établies au taux de un à neuf pour cent des revenus bruts du projet ou, si le résultat est plus élevé, au taux de 25 à 40 pour cent des revenus nets. Le taux de redevances actuel qui est payable dans ces fourchettes est déterminé en fonction du prix du pétrole brut WTI en dollars américains, converti en dollars canadiens. En 2008, les réserves de bitume ont augmenté d'environ 12 pour cent principalement en raison des redevances inférieures résultant d'une baisse de prix du WTI. En 2007, les réserves de bitume ont diminué d'environ 26 pour cent, conséquence de l'apport de 50 pour cent des réserves de Foster Creek et de Christina Lake à l'entreprise pétrolière intégrée avec ConocoPhillips. L'approbation ultérieure de la phase C de Christina Lake et d'autres additions et révisions mineures au cours de l'exercice ont permis de récupérer 52 pour cent des réserves constituant l'apport.

En 2009, les réserves de pétrole brut et de LGN ont diminué d'environ 4 pour cent puisque les additions et les révisions globales n'ont pas suffi à remplacer la production. Au cours de 2008, les réserves de pétrole brut et de LGN ont augmenté d'environ 4 pour cent puisque les additions aux réserves ont dépassé la production et les révisions négatives. Au cours de 2007, les réserves de pétrole brut et de LGN ont diminué d'environ 4 pour cent puisque les additions aux réserves ont été plus que neutralisées par la production.

En 2009, les réserves de gaz naturel ont diminué d'environ 21 pour cent puisque la production et les révisions négatives des réserves non mises en valeur attribuables à la faiblesse des prix du gaz ont surpassé les additions et les révisions positives. Les réserves de gaz naturel au cours de 2008 ont diminué d'environ 8 pour cent, les révisions positives et les additions ne suffisant pas à neutraliser la production. En 2007, les réserves de gaz naturel ont diminué d'environ 9 pour cent puisque les révisions positives et les additions n'ont remplacé qu'environ 46 pour cent de la production.

Incidence de la modernisation par la SEC des exigences de divulgation de l'information relative au pétrole et au gaz

Les exigences de divulgation de l'information de la SEC ont été modifiées en ce qui concerne les prix utilisés pour estimer les réserves et la définition des réserves prouvées de pétrole et de gaz. Nos ERQI ont déterminé qu'aucune modification des réserves n'est survenue en raison des modifications de la définition. Toutefois, les changements relatifs aux prix ont eu un effet sur nos réserves au 31 décembre 2009. Le texte qui suit résume l'effet de l'utilisation des nouvelles règles sur les prix (prix de 2009 moyens) par rapport aux anciennes règles (prix au 31 décembre 2009) : les réserves de bitume sont de 28 millions de barils supérieures et les réserves de pétrole et de LGN sont de 7 millions de barils supérieures, dans les deux cas en raison d'une baisse des taux de redevances et les réserves de gaz naturel sont de 156 milliards de pieds cubes inférieures en raison de la faiblesse des prix du gaz.

Réserves prouvées nettes (part après redevances)¹⁾²⁾
Prix constants

	Bitume (en millions de barils)	Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en millions de barils)	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)
2007			
Début de l'exercice	800	240	2 209
Révisions et récupération améliorée	63	12	47
Extensions et découvertes	142	5	116
Achats de réserves en place	-	-	-
Ventes de réserves en place	(398)	-	-
Production	(11)	(26)	(353)
Fin de l'exercice	596	231	2 019
Mises en valeur	72	184	1 818
Non mises en valeur	524	47	200
Total	596	231	2 019
2008			
Début de l'exercice	596	231	2 019
Révisions et récupération améliorée	84	27	93
Extensions et découvertes	-	8	75
Achats de réserves en place	-	-	-
Ventes de réserves en place	-	-	(1)
Production	(12)	(25)	(331)
Fin de l'exercice	668	241	1 855
Mises en valeur	126	175	1 715
Non mises en valeur	542	66	140
Total	668	241	1 855
2009			
Début de l'exercice	668	241	1 855
Révisions et récupération améliorée	(88)	8	(128)
Extensions et découvertes	160	6	50
Achats de réserves en place	-	-	-
Ventes de réserves en place	(4)	-	(2)
Production	(17)	(23)	(301)
Fin de l'exercice	719	232	1 474
Mises en valeur	108	170	1 450
Non mises en valeur	611	62	24
Total	719	232	1 474

Notes :

- 1) Définitions :
 - a) On entend par réserves « nettes » les réserves restantes attribuables aux actifs de Cenovus, après déduction des redevances estimatives, mais y compris les droits de redevance.
 - b) On entend par réserves de pétrole et de gaz « prouvées » les quantités de pétrole et de gaz qu'on estime avec une certitude raisonnable, d'après l'analyse des données techniques et géoscientifiques, pouvoir exploiter de façon rentable à compter d'une date donnée et pouvoir récupérer à partir de réservoirs connus, dans les conditions économiques existantes, selon les méthodes d'exploitation en place et en fonction de la réglementation gouvernementale en vigueur.
 - c) On entend par réserves « prouvées mises en valeur » les réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de puits existants avec le matériel existant et les méthodes d'exploitation en place.
 - d) On entend par réserves « prouvées non mises en valeur » les réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de nouveaux puits dans des terrains n'ayant pas encore fait l'objet de forages ou par l'entremise de puits existants dont la remise en production nécessiterait des dépenses relativement considérables.
- 2) Les estimations des réserves prouvées nettes totales de bitume, de pétrole brut et de gaz naturel ne sont déposées auprès d'aucune autorité fédérale américaine mis à part la SEC.

Information supplémentaire sur les réserves

La volatilité de nos réserves de bitume nettes et des réserves de pétrole nettes à Pelican Lake qui s'explique par le lien entre le taux de redevances et le prix de référence du WTI a porté Cenovus à conclure qu'il serait plus facile de comprendre nos actifs en présentant nos réserves avant redevances, en plus des renseignements précédents donnés après déduction des redevances. Cette façon de faire permettra une meilleure compréhension des résultats de nos activités de mise en valeur des réserves.

Réserves prouvées totales avant redevances

En 2009, les réserves de bitume ont augmenté d'environ 24 pour cent, en raison de l'approbation reçue pour la phase D de Christina Lake. En 2008, les réserves de bitume sont restées inchangées puisque des révisions mineures ont neutralisé la production au cours de l'exercice. En 2007, les réserves de bitume ont diminué d'environ 22 pour cent, conséquence de l'apport de 50 pour cent des réserves de Foster Creek et de Christina Lake à l'entreprise pétrolière intégrée à compter du 2 janvier 2007. L'approbation ultérieure de la phase C de Christina Lake et d'autres additions et révisions mineures au cours de l'année ont permis de récupérer environ 57 pour cent des réserves constituant l'apport.

En 2009, les réserves de pétrole brut et de LGN sont restées relativement constantes puisque les additions et les révisions ont légèrement dépassé la production. Au cours de 2008, les réserves de pétrole brut et de LGN ont diminué d'environ 4 pour cent puisque les additions aux réserves et les révisions positives ont été en deçà de la production et des révisions négatives. Au cours de 2007, les réserves de pétrole brut et de LGN ont diminué d'environ 1 pour cent puisque les additions aux réserves ont pratiquement neutralisé la production.

En 2009, les réserves de gaz naturel ont diminué d'environ 21 pour cent puisque la production et les révisions négatives des réserves non mises en valeur attribuables à la faiblesse des prix du gaz ont surpassé les additions et les révisions positives. Les réserves de gaz naturel au cours de 2008 ont diminué d'environ 9 pour cent, les révisions positives et les additions ne suffisant pas à neutraliser la production. En 2007, les réserves de gaz naturel ont diminué d'environ 9 pour cent puisque les révisions positives et les additions n'ont remplacé que 43 pour cent de la production.

Incidence de la modernisation par la SEC des exigences de divulgation de l'information relative au pétrole et au gaz

Les exigences de divulgation de l'information de la SEC ont été modifiées en ce qui concerne les prix utilisés pour estimer les réserves et la définition des réserves prouvées de pétrole et de gaz. Nos ERQI ont déterminé qu'aucune modification des réserves n'est survenue en raison des modifications de la définition. Toutefois, les changements relatifs aux prix ont eu un effet sur nos réserves au 31 décembre 2009. Le texte qui suit résume l'effet de l'utilisation des nouvelles règles sur les prix (prix de 2009 moyens) par rapport aux anciennes règles (prix au 31 décembre 2009) : les réserves de bitume restent inchangées, les réserves de pétrole et de LGN subissent une légère baisse de un million de barils et les réserves de gaz naturel sont de 164 milliards de pieds cubes inférieures en raison de la faiblesse des prix du gaz.

Part de la société de réserves prouvées avant redevances¹⁾²⁾ **Prix constants**

	Bitume (en millions de barils)	Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en millions de barils)	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)
2007			
Début de l'exercice	901	292	2 342
Révisions et récupération améliorée	93	23	37
Extensions et découvertes	165	5	122
Achats de réserves en place	-	-	-
Ventes de réserves en place	(449)	-	-
Production	(11)	(31)	(374)
Fin de l'exercice	699	289	2 127
Mises en valeur	82	228	1 917
Non mises en valeur	617	61	210
Total	699	289	2 127

	Bitume (en millions de barils)	Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en millions de barils)	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)
2008			
Début de l'exercice	699	289	2 127
Révisions et récupération améliorée	12	7	76
Extensions et découvertes	-	8	79
Achats de réserves en place	-	-	-
Ventes de réserves en place	-	-	-
Production	(12)	(28)	(345)
Fin de l'exercice	699	276	1 937
Mises en valeur	135	202	1 790
Non mises en valeur	564	74	147
Total	699	276	1 937
2009			
Début de l'exercice	699	276	1 937
Révisions et récupération améliorée	28	22	(151)
Extensions et découvertes	161	6	51
Achats de réserves en place	-	-	-
Ventes de réserves en place	(5)	-	(3)
Production	(17)	(27)	(305)
Fin de l'exercice	866	277	1 529
Mises en valeur	132	203	1 504
Non mises en valeur	734	74	25
Total	866	277	1 529

Notes :

- 1) Définitions :
 - a) On entend par « part de la société » des réserves les réserves restantes attribuables aux actifs de Cenovus, avant déduction des redevances estimatives, mais y compris les droits de redevance.
 - b) On entend par réserves de pétrole et de gaz « prouvées » les quantités de pétrole et de gaz qu'on estime avec une certitude raisonnable, d'après l'analyse des données techniques et géoscientifiques, pouvoir exploiter de façon rentable à compter d'une date donnée et pouvoir récupérer à partir de réservoirs connus, dans les conditions économiques existantes, selon les méthodes d'exploitation en place et en fonction de la réglementation gouvernementale en vigueur.
 - c) On entend par réserves « prouvées mises en valeur » les réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de puits existants avec le matériel existant et les méthodes d'exploitation en place.
 - d) On entend par réserves « prouvées non mises en valeur » les réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de nouveaux puits dans des terrains n'ayant pas encore fait l'objet de forages ou par l'entremise de puits existants dont la remise en production nécessiterait des dépenses relativement considérables.
- 2) Les estimations des réserves prouvées nettes totales de bitume, de pétrole brut et de gaz naturel ne sont déposées auprès d'aucune autorité fédérale américaine mis à part la SEC.

Renseignements facultatifs sur les réserves probables

En plus de fournir les résultats des réserves prouvées totales, avant et après redevances, nous fournissons également de l'information sur nos réserves probables. Les réserves probables sont les réserves supplémentaires de bitume, de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées mais qui, avec les réserves prouvées, sont aussi susceptibles d'être récupérées que de ne pas l'être.

Les réserves probables ont été estimées en même temps que les ERQI ont estimé les réserves prouvées et leur estimation intègre les mêmes données techniques et économiques.

Réserves probables totales après redevances

À la fin de 2009, les réserves de bitume probables étaient de 403 millions de barils, soit environ 35 pour cent de moins qu'à l'exercice précédent, les réserves probables de la phase D de Christina Lake ayant été reclassées en réserves prouvées. En 2008, les réserves de bitume étaient de 624 millions de barils, une augmentation d'environ 16 pour cent. En 2007, les réserves de bitume étaient de 537 millions de barils.

À la fin de 2009, les réserves probables de pétrole brut et de LGN étaient de 127 millions de barils, en baisse d'environ 7 pour cent. En 2008, les réserves de pétrole brut et de LGN étaient de 136 millions de

barils, en hausse d'environ 14 pour cent. En 2007, les réserves de pétrole brut et de LGN étaient de 119 millions de barils.

À la fin de 2009, les réserves probables de gaz naturel étaient de 405 milliards de pieds cubes, en baisse d'environ 22 pour cent. En 2008, les réserves de gaz naturel étaient de 522 milliards de pieds cubes, en baisse d'environ 8 pour cent. En 2007, les réserves de gaz naturel étaient de 569 milliards de barils.

Réserves probables nettes (part après redevances)¹⁾²⁾
Prix constants

	Bitume (en millions de barils)	Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en millions de barils)	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)
2007			
Fin de l'exercice	537	119	569
2008			
Fin de l'exercice	624	136	522
2009			
Fin de l'exercice	403	127	405
Mises en valeur	10	69	362
Non mises en valeur	393	58	43
Total	403	127	405

Notes :

1) Définitions :

- a) On entend par réserves « nettes » les réserves restantes attribuables aux actifs de Cenovus, après déduction des redevances estimatives, mais y compris les droits de redevance.
- b) On entend par réserves « probables » les réserves supplémentaires de bitume, de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées mais qui, avec les réserves prouvées, sont aussi susceptibles d'être récupérées que de ne pas l'être.
- c) On entend par réserves « probables mises en valeur » les réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de puits existants avec le matériel existant et les méthodes d'exploitation en place.
- d) On entend par réserves « probables non mises en valeur » les réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de nouveaux puits dans des terrains n'ayant pas encore fait l'objet de forages ou par l'entremise de puits existants dont la remise en production nécessiterait des dépenses relativement considérables.

- 2) Les estimations des réserves probables nettes totales de bitume, de pétrole brut et de gaz naturel ne sont déposées auprès d'aucune autorité fédérale américaine mis à part la SEC.

Information supplémentaire sur les réserves

Comme c'est le cas avec les réserves prouvées, l'incidence des fluctuations des prix du pétrole sur les taux de redevances à l'égard des réserves probables d'une année à l'autre peut donner une vision inexacte de l'expansion de notre entreprise de bitume. Nous présentons les réserves probables avant redevances dans les données ci-après pour aider à la compréhension de notre entreprise.

Réserves probables avant redevances

À la fin de 2009, nos réserves probables de bitume étaient de 479 millions de barils, soit environ 25 pour cent de moins qu'à l'exercice précédent, les réserves probables de la phase D de Christina Lake ayant été reclassées en réserves prouvées. En 2008, les réserves de bitume étaient de 637 millions de barils, en hausse d'environ 2 pour cent. En 2007, les réserves de bitume étaient de 622 millions de barils.

À la fin de 2009, nos réserves probables de pétrole brut et de LGN étaient de 156 millions de barils, en baisse d'environ 1 pour cent. En 2008, les réserves de pétrole brut et de LGN étaient de 158 millions de barils, en hausse d'environ 5 pour cent. En 2007, les réserves de pétrole brut et de LGN étaient de 150 millions de barils.

À la fin de 2009, les réserves probables de gaz naturel étaient de 436 milliards de pieds cubes, en baisse d'environ 23 pour cent. En 2008, les réserves de gaz naturel étaient de 566 milliards de pieds cubes, en baisse d'environ 8 pour cent. En 2007, les réserves de gaz naturel étaient de 618 milliards de pieds cubes.

Part de la société des réserves probables avant redevances¹⁾²⁾
Prix constants

	Bitume (en millions de barils)	Pétrole brut et liquides de gaz naturel (en millions de barils)	Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)
2007			
Fin de l'exercice	622	150	618
2008			
Fin de l'exercice	637	158	566
2009			
Fin de l'exercice	479	156	436
Mises en valeur	12	84	393
Non mises en valeur	467	72	43
Total	479	156	436

Notes :

- 1) Définitions :
 - a) On entend par « part de la société » des réserves les réserves restantes attribuables aux actifs de Cenovus, avant déduction des redevances estimatives, mais y compris les droits de redevance.
 - b) On entend par réserves « probables » les réserves supplémentaires de bitume, de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées mais qui, avec les réserves prouvées, sont aussi susceptibles d'être récupérées que de ne pas l'être.
 - c) On entend par réserves « probables mises en valeur » les réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de puits existants avec le matériel existant et les méthodes d'exploitation en place.
 - d) On entend par réserves « probables non mises en valeur » les réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de nouveaux puits dans des terrains n'ayant pas encore fait l'objet de forages ou par l'entremise de puits existants dont la remise en production nécessiterait des dépenses relativement considérables.
- 2) Les estimations des réserves probables nettes totales de bitume, de pétrole brut et de gaz naturel ne sont déposées auprès d'aucune autorité fédérale américaine mis à part la SEC.

Mise en valeur des réserves prouvées non mises en valeur

Bitume

À la fin de 2009, nous avons des réserves prouvées non mises en valeur de bitume de 611 millions de barils après redevances, soit environ 85 pour cent de nos réserves prouvées totales de bitume. Nos réserves existantes seront récupérées au moyen du DGMV. Un projet de mise en valeur par DGMV habituel comporte la mise en place 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 d'un nombre suffisant de puits de DGMV pour utiliser à sa pleine capacité la vapeur disponible.

Les réserves prouvées de bitume ont été calculées conformément aux normes du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*. Les réserves prouvées mises en valeur de bitume se différencient des réserves prouvées non mises en valeur 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 mise en valeur puisque le nombre de paires de puits forés sera limité par la quantité de vapeur disponible.

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 mise en valeur est estimée à dix ans.

Pétrole

Nous avons un important projet de RAH par injection de CO₂ à Weyburn et un important projet de RAH par injection d'eau/de polymères à Pelican Lake. Ces projets se situent dans de grands réservoirs bien mis en valeur où les réserves non mises en valeur ne sont pas nécessairement définies par l'absence de forage,

mais par une récupération améliorée associée à la mise en valeur des projets de RAH. L'expansion des projets de RAH 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 prouvées non mises en valeur devrait se poursuivre bien au-delà de 30 ans, par le forage de puits supplémentaires au cours des six prochaines années ainsi que par la poursuite des injections de CO₂ pendant de nombreuses années par la suite. À Pelican Lake, l'investissement dans les réserves prouvées non mises en valeur devrait se poursuivre pendant plus de 20 ans, au moyen de forages intercalaires et d'injections de polymères.

Changements importants des réserves prouvées non mises en valeur

L'approbation de la phase D de Christina Lake s'est traduite par une addition d'environ 160 millions de barils de réserves prouvées non mises en valeur de bitume en 2009. Les réserves de gaz naturel ont été réduites d'environ 108 milliards de pieds cubes en raison de la faiblesse des prix du gaz.

Progrès de la mise en valeur

En 2009, une somme d'environ 240 millions de dollars a été consacrée à la conversion de réserves prouvées non mises en valeur en réserves prouvées mises en valeur de 17 millions de barils de bitume, de 8 millions de barils de pétrole et de 41 milliards de pieds cubes de gaz naturel.

Vieillessement de réserves prouvées non mises en valeur

Les seules réserves prouvées non mises en valeur actuelles qui ne font l'objet d'aucune mise en valeur depuis cinq ans ou plus sont situées sur l'emplacement du projet de RAH de Pelican Lake. Des injections de polymères limitées effectuées à ce jour nous ont fourni des indications positives pouvant justifier une application généralisée dans tout le réservoir.

Prix des marchandises aux fins de l'évaluation des réserves

Afin d'estimer les réserves de Cenovus, les ERQI ont utilisé les prix de référence suivants pour 2009 :

	2009	2008	% de la variation
Pétrole brut (\$/b)			
WTI	61,18	44,60	37
WCS (\$ CA)	58,65	41,98	40
Gaz naturel (\$/Mbtu)			
Centre Henry	3,87	5,71	(32)
AECO (\$ CA)	3,77	6,22	(39)

Les prix de 2009 tiennent compte des nouvelles exigences de la SEC portant que les prix soient établis par le calcul de la moyenne des prix le premier jour du mois pour chacun des 12 mois précédant la date de prise d'effet d'évaluation. Les prix de références de 2008 se fondaient sur les prix au 31 décembre 2008.

Autres renseignements sur les activités pétrolières et gazières

Les tableaux dans la présente section présentent les données sur le pétrole et le gaz que nous avons dressées conformément à l'ASC 932-10, « *Extractive Activities – Oil and Gas* » du Financial Accounting Standards Board des États-Unis (FASB).

Mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs et variations de cette mesure

Pour le calcul de la mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs en 2009, les hypothèses de prix et de coûts moyens sur 12 mois ont été appliquées à notre production annuelle future à partir des réserves prouvées afin de déterminer les flux de trésorerie. Pour les calculs de 2008 et de 2007 de la mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs, les prix se fondaient sur le prix en fin d'exercice pour chacune de ces deux années. La production et les frais de mise en valeur futurs se fondent sur les hypothèses de prix moyens et supposent que les conditions économiques, réglementaires et d'exploitation resteront les mêmes. Les impôts sur les bénéfices futurs sont calculés en appliquant les taux d'imposition sur les bénéfices prévus par la loi aux flux de trésorerie avant impôts futurs après avoir tenu compte de la charge fiscale associée aux biens pétroliers et gaziers conformément aux lois et aux règlements existants. L'écart d'actualisation a été calculé en appliquant un facteur d'actualisation de dix pour cent aux flux de trésorerie nets futurs. Le calcul de la mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs porte sur la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs déterminée par les ERQI à l'égard des réserves qu'ils ont respectivement évaluées, qui a été rajustée dans la mesure prévue par les ententes contractuelles, comme les activités de gestion des risques liés au prix en vigueur à la fin de l'exercice, et pour tenir compte des obligations de mise hors service d'immobilisations et des impôts sur les bénéfices futurs.

Nous signalons que la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs associés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz ne correspond ni à la juste valeur marchande de nos biens pétroliers et gaziers ni aux flux de trésorerie nets futurs que nous prévoyons tirer de ces biens. La valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs ne comprend pas la juste valeur marchande des terrains faisant l'objet de travaux d'exploration ni des réserves probables ou possibles de pétrole et de gaz et ne tient pas compte de l'effet de la variation future prévue des prix du pétrole brut et du gaz naturel, des coûts de mise hors valeur, de mise hors service d'immobilisations ou de production ni de modification possible de la réglementation régissant les redevances et la fiscalité. Le taux d'actualisation prescrit de dix pour cent pourrait ne pas refléter adéquatement les taux d'intérêt futurs. Le calcul exclut également les valeurs attribuables à la commercialisation de notre production exclusive et aux achats et aux ventes de produits auprès de tiers.

Mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs associés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz

	2009	2008	2007
	(en millions de dollars)		
Encaissements futurs	48 006	31 626	57 706
Moins les charges futures suivantes :			
Coûts de production	16 757	15 001	17 345
Coûts de mise en valeur	5 313	4 334	4 635
Versements au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	2 954	1 669	1 769
Impôts sur les bénéfices	5 553	2 142	7 641
Flux de trésorerie nets futurs	17 429	8 480	26 316
Moins l'écart d'actualisation de l'échéance estimative des flux de trésorerie selon un taux annuel de 10 pour cent	9 816	3 366	13 472
Valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs	7 613 ¹⁾	5 114	12 844

Note :

- 1) La valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs de 2009 a été calculée au moyen des prix moyens sur 12 mois du pétrole brut – WTI de 61,18 \$/b et WCS de 58,65 \$ CA/b, du gaz naturel – Centre Henry de 3,87 \$/MBTU et à AECO de 3,77 \$ CA/MBTU. Les flux de trésorerie nets futurs auraient été de 12 524 millions de dollars si les prix suivants pour le seul jour du 31 décembre 2009 avaient été utilisés : WTI de 79,36 \$/b et WCS de 75,21 \$ CA/b, gaz naturel – Centre Henry de 5,78 \$/MBTU et à AECO de 5,63 \$ CA/MBTU. En 2008 et en 2007, les flux de trésorerie nets futurs ont été calculés au moyen des prix en fin d'exercice au 31 décembre pour chacune de ces années.

Variations de la mesure standardisée de la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs associés aux réserves prouvées de pétrole et de gaz

	2009	2008	2007
	(en millions de dollars)		
Solde en début d'exercice	5 114	12 844	8 963
Variations résultant des éléments suivants :			
Ventes du pétrole et du gaz produits durant la période	(3 330)	(3 896)	(3 151)
Découvertes et extensions, déduction faite des coûts connexes	817	165	1 330
Achats de réserves prouvées en place	–	–	3
Ventes de réserves prouvées en place	(11)	(2)	(1 244)
Variation nette des prix et des coûts de production	5 561	(10 401)	6 206
Révisions aux estimations de quantités	(270)	1 589	524
Accroissement de l'écart d'actualisation	632	1 647	1 127
Estimation antérieure des coûts de mise en valeur engagés, déduction faite de la variation des coûts de mise en valeur futurs	(92)	670	468
Autres facteurs	180	89	(73)
Variation nette des impôts sur les bénéfices	(988)	2 409	(1 309)
Solde en fin d'exercice	7 613	5 114	12 844

Résultats d'exploitation, coûts capitalisés et coûts engagés

Résultats d'exploitation¹⁾

	2009	2008	2007
	(en millions de dollars)		
Revenus pétroliers et gaziers, déduction faite des redevances et des coûts de transport et de vente	4 058	4 732	3 883
Moins :			
Coûts d'exploitation, taxes à la production et impôts miniers et augmentation des obligations de mise hors service d'immobilisations	728	836	732
Amortissement et épuisement	1 090	1 103	1 217
Bénéfice (perte) d'exploitation	2 240	2 793	1 934
Impôts sur les bénéfices	634	815	574
Résultats d'exploitation	1 606	1 978	1 360

Note :

1) La totalité de nos réserves prouvées de pétrole et de gaz sont situées au Canada.

Coûts capitalisés

	2009	2008	2007
	(en millions de dollars)		
Biens pétroliers et gaziers prouvés	19 975	16 423	19 105
Biens pétroliers et gaziers non prouvés	615	177	160
Total des coûts en capital	20 590	16 600	19 265
Amortissement cumulé et provision pour épuisement	10 945	8 476	9 707
Coûts capitalisés nets	9 645	8 124	9 558

Coûts engagés

	2009	2008	2007
	(en millions de dollars)		
Acquisitions			
– Non prouvées	3	–	–
– Prouvées	–	–	14
Total des acquisitions	3	–	14
Coûts d'exploration	60	195	101
Coûts de mise en valeur	894	1 305	1 140
Total des coûts engagés	957	1 500	1 255

Volumes de production et résultats par élément

Volumes de production

Les tableaux suivants résument nos volumes de production nette quotidienne, après redevances, par trimestre pour les périodes indiquées.

	Volumes de production – 2009				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
VOLUMES DE PRODUCTION					
Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j)					
Pétrole lourd					
Foster Creek	36 654	45 035	38 954	34 249	28 170
Christina Lake	6 527	7 022	6 097	6 428	6 559
Pétrole intégré – Autres ¹⁾	2 553	1 921	4 401	1 800	2 069
Plaines canadiennes	32 143	30 338	31 684	31 508	35 097
Pétroles léger et moyen – Plaines canadiennes	30 721	29 110	30 676	31 183	31 946
Liquides de gaz naturel ²⁾ – Plaines canadiennes	1 186	1 164	1 216	1 162	1 201
Total du pétrole et des liquides de gaz naturel	109 784	114 590	113 028	106 330	105 042
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Pétrole intégré – Autres	49	31	51	72	42
Plaines canadiennes	775	734	775	792	800
Total du gaz naturel	824	765	826	864	842
Total (bep/j)	247 117	242 090	250 695	250 330	245 375

Notes :

- 1) Terrain de Senlac vendu en novembre 2009.
- 2) Les liquides de gaz naturel comprennent les volumes de condensats.

	Volumes de production – 2008				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
VOLUMES DE PRODUCTION					
Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j)					
Pétrole lourd					
Foster Creek	25 947	28 955	26 979	21 038	26 770
Christina Lake	4 236	6 113	4 568	3 633	2 606
Pétrole intégré – Autres	2 729	2 133	2 273	3 009	3 514
Plaines canadiennes	35 029	32 843	34 655	34 618	38 029
Pétroles léger et moyen – Plaines canadiennes	31 128	32 147	30 134	30 479	31 752
Liquides de gaz naturel ¹⁾ – Plaines canadiennes	1 181	1 126	1 147	1 189	1 262
Total du pétrole et des liquides de gaz naturel	100 250	103 317	99 756	93 966	103 933
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Pétrole intégré – Autres	63	59	61	67	65
Plaines canadiennes	842	820	831	856	860
Total du gaz naturel	905	879	892	923	925
Total (bep/j)	251 083	249 817	248 423	247 799	258 100

Note :

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

	Volumes de production – 2007				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
VOLUMES DE PRODUCTION					
Pétrole et liquides de gaz naturel (b/j)					
Pétrole lourd					
Foster Creek	24 262	24 869	26 243	25 132	20 739
Christina Lake	2 552	2 321	2 497	2 862	2 530
Pétrole intégré – Autres	2 688	3 040	2 235	2 489	2 990
Plaines canadiennes	38 784	38 581	38 647	38 408	39 510
Pétroles léger et moyen – Plaines canadiennes	32 156	31 706	32 064	31 740	33 129
Liquides de gaz naturel ⁽¹⁾ – Plaines canadiennes	1 260	1 422	1 209	1 206	1 203
Total du pétrole et des liquides de gaz naturel	101 702	101 939	102 895	101 837	100 101
Gaz naturel (Mpi³/j)					
Pétrole intégré – Autres	91	69	105	98	91
Plaines canadiennes	875	876	858	874	891
Total du gaz naturel	966	945	963	972	982
Total (bep/j)	262 702	259 439	263 395	263 837	263 768

Note :

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

Résultats par élément

Le tableau suivant résume nos résultats nets par élément pour chaque trimestre, après redevances, des périodes indiquées. Les résultats excluent l'incidence des opérations de couverture financière réalisées.

	Résultats par élément – 2009				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut – Lourd – Foster Creek (\$/b)					
Prix	50,07	60,41	56,76	46,98	27,08
Taxes à la production et impôts miniers	–	–	–	–	–
Transport et vente	2,27	1,69	2,33	3,02	2,19
Charges d'exploitation	10,75	10,28	10,19	10,25	12,96
Revenu net	37,05	48,44	44,24	33,71	11,93
Pétrole brut – Lourd – Christina Lake (\$/b)					
Prix	47,66	54,06	59,28	49,25	26,08
Taxes à la production et impôts miniers	–	–	–	–	–
Transport et vente	2,78	0,95	5,06	2,46	2,74
Charges d'exploitation	14,76	17,75	14,41	11,92	14,78
Revenu net	30,12	35,36	39,81	34,87	8,56
Pétrole brut – Lourd – Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	48,49	57,48	57,30	48,22	31,34
Taxes à la production et impôts miniers	(0,01)	0,02	(0,01)	0,02	(0,07)
Transport et vente	1,12	0,81	1,10	1,37	1,17
Charges d'exploitation	9,80	13,24	8,74	9,61	7,82
Revenu net	37,58	43,41	47,47	37,22	22,42
Pétrole brut – Lourd – Total (\$/b)					
Prix	49,24	58,81	57,14	47,90	29,08
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,03	0,05	0,05	(0,03)
Transport et vente	1,84	1,32	2,07	2,26	1,74
Charges d'exploitation	10,72	11,94	9,76	10,42	10,71
Revenu net	36,65	45,52	45,26	35,17	16,66
Pétrole brut – Léger et moyen – Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	55,29	67,84	61,76	55,00	37,51
Taxes à la production et impôts miniers	2,14	1,74	2,26	1,86	2,69
Transport et vente	0,87	0,71	0,76	1,02	0,96
Charges d'exploitation	10,04	11,16	10,22	9,35	9,50
Revenu net	42,24	54,23	48,52	42,77	24,36
Pétrole brut – Total (\$/b)					
Prix	50,96	61,13	58,39	50,00	31,75
Taxes à la production et impôts miniers	0,63	0,47	0,65	0,59	0,83
Transport et vente	1,56	1,17	1,72	1,89	1,50
Charges d'exploitation	10,53	11,74	9,89	10,10	10,33
Revenu net	38,24	47,75	46,13	37,42	19,09
Liquides de gaz naturel – Plaines canadiennes (\$/b)					
Revenu net	43,51	55,89	44,88	38,36	34,86
Total des liquides (\$/b)					
Prix	50,87	61,08	58,25	49,88	31,78
Taxes à la production et impôts miniers	0,62	0,47	0,64	0,58	0,82
Transport et vente	1,55	1,15	1,70	1,87	1,48
Charges d'exploitation	10,41	11,62	9,78	9,99	10,21
Revenu net	38,29	47,84	46,13	37,44	19,27
Gaz naturel – Total (\$/kpi³)					
Prix	3,60	3,95	2,86	3,22	4,41
Taxes à la production et impôts miniers	0,04	0,03	0,04	0,06	0,04
Transport et vente	0,14	0,12	0,14	0,13	0,15
Charges d'exploitation	0,76	0,80	0,77	0,70	0,78
Revenu net	2,66	3,00	1,91	2,33	3,44
Total (\$/bep)					
Prix	34,58	41,36	35,80	32,36	28,69
Taxes à la production et impôts miniers	0,42	0,31	0,42	0,46	0,49
Transport et vente	1,14	0,93	1,24	1,25	1,14
Charges d'exploitation ¹⁾	7,17	8,02	6,97	6,69	7,00
Revenu net	25,85	32,10	27,17	23,96	20,06

Note :

1) Les charges d'exploitation pour l'exercice comprennent la récupération des coûts relatifs aux incitatifs à long terme représentant 0,09 \$/bep.

Résultats par élément – 2008

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut – Lourd – Foster Creek (\$/b)					
Prix ¹⁾	62,88	17,97	92,07	95,64	59,95
Taxes à la production et impôts miniers	–	–	–	–	–
Transport et vente	2,21	1,90	1,98	2,63	2,46
Charges d'exploitation	14,38	10,08	14,42	19,90	14,90
Revenu net	46,29	5,99	75,67	73,11	42,59
Pétrole brut – Lourd – Christina Lake (\$/b)					
Prix ²⁾	59,63	29,61	86,06	81,02	56,94
Taxes à la production et impôts miniers	–	–	–	–	–
Transport et vente	3,34	2,78	2,81	3,62	5,25
Charges d'exploitation	22,79	14,07	22,24	30,92	33,66
Revenu net	33,50	12,76	61,01	46,48	18,03
Pétrole brut – Lourd – Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	74,08	31,30	95,86	98,65	70,44
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,06	0,07	(0,10)	0,07
Transport et vente	1,60	1,13	2,42	1,60	1,29
Charges d'exploitation	9,04	7,17	7,62	11,30	9,93
Revenu net	63,41	22,94	85,75	85,85	59,15
Pétrole brut – Lourd – Total (\$/b)					
Prix	68,98	25,39	94,05	96,35	66,12
Taxes à la production et impôts miniers	0,07	0,05	0,10	0,02	0,12
Transport et vente	1,97	1,62	2,29	2,10	1,91
Charges d'exploitation	12,26	9,13	11,62	15,92	12,89
Revenu net	54,68	14,59	80,04	78,31	51,20
Pétrole brut – Léger et moyen – Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	84,84	41,60	107,59	107,08	85,90
Taxes à la production et impôts miniers	3,33	2,05	4,70	3,97	2,72
Transport et vente	1,20	0,96	1,41	1,27	1,16
Charges d'exploitation	10,56	8,28	9,40	13,05	11,60
Revenu net	69,75	30,31	92,08	88,79	70,42
Pétrole brut – Total (\$/b)					
Prix	73,95	30,31	98,26	99,82	72,36
Taxes à la production et impôts miniers	1,09	0,66	1,53	1,29	0,94
Transport et vente	1,73	1,42	2,02	1,83	1,68
Charges d'exploitation	11,73	8,87	10,93	14,99	12,48
Revenu net	59,40	19,36	83,78	81,71	57,26
Liquides de gaz naturel – Plaines canadiennes (\$/b)					
Revenu net	78,91	45,13	98,34	96,34	75,09
Total des liquides (\$/b)					
Prix	74,00	30,47	98,26	99,77	72,39
Taxes à la production et impôts miniers	1,08	0,65	1,51	1,28	0,93
Transport et vente	1,71	1,40	2,00	1,81	1,66
Charges d'exploitation	11,59	8,78	10,80	14,81	12,33
Revenu net	59,62	19,64	83,95	81,87	57,47
Gaz naturel – Total (\$/kpi³⁾)					
Prix	7,76	5,63	8,66	9,50	7,19
Taxes à la production et impôts miniers	0,11	0,06	0,16	0,16	0,06
Transport et vente	0,24	0,21	0,25	0,24	0,25
Charges d'exploitation	0,84	0,72	0,62	1,00	1,03
Revenu net	6,57	4,64	7,63	8,10	5,85
Total (\$/bep)					
Prix	57,55	32,39	70,37	73,39	54,82
Taxes à la production et impôts miniers	0,83	0,47	1,19	1,07	0,58
Transport et vente	1,54	1,34	1,69	1,57	1,57
Charges d'exploitation ³⁾	7,68	6,19	6,54	9,38	8,62
Revenu net	47,50	24,39	60,95	61,37	44,05

Notes :

- 1) Le prix pour Foster Creek en 2008 comprend l'incidence de la réduction de valeur des stocks de condensats à leur valeur réalisable nette (2008 – 4,68 \$/b; T4 2008 – 12,53 \$/b; T3 2008 – 3,59 \$/b).
- 2) 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 – 0,25 \$/b; T4 2008 – 0,84 \$/b).
- 3) Les charges d'exploitation pour l'exercice comprennent la récupération des coûts relatifs aux incitatifs à long terme représentant 0,06 \$/bep.

Résultats par élément – 2007

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut – Lourd – Foster Creek (\$/b)					
Prix	40,48	45,76	43,87	39,44	33,33
Taxes à la production et impôts miniers	–	–	–	–	–
Transport et vente	2,74	2,55	2,24	3,11	3,03
Charges d'exploitation ¹⁾	13,44	12,75	10,98	13,37	16,49
Revenu net	24,30	30,46	30,65	22,96	13,81
Pétrole brut – Lourd – Christina Lake (\$/b)					
Prix	36,72	42,64	34,50	39,08	32,69
Taxes à la production et impôts miniers	–	–	–	–	–
Transport et vente	4,31	5,21	0,90	8,75	3,36
Charges d'exploitation ¹⁾	24,57	29,98	25,50	20,65	23,19
Revenu net	7,84	7,45	8,10	9,68	6,14
Pétrole brut – Lourd – Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	43,91	49,52	48,22	40,70	37,22
Taxes à la production et impôts miniers	0,05	0,07	0,06	0,06	(0,01)
Transport et vente	1,18	1,13	1,36	1,19	1,03
Charges d'exploitation	7,59	9,06	7,27	7,56	6,48
Revenu net	35,09	39,26	39,53	31,89	29,72
Pétrole brut – Lourd – Total (\$/b)					
Prix	42,23	47,38	45,98	40,12	35,74
Taxes à la production et impôts miniers	0,04	0,04	0,06	0,06	0,01
Transport et vente	1,93	1,81	1,71	1,72	2,48
Charges d'exploitation	10,93	11,64	9,85	10,84	11,39
Revenu net	29,33	33,89	34,36	27,50	21,86
Pétrole brut – Léger et moyen – Plaines canadiennes (\$/b)					
Prix	56,41	68,78	59,68	52,43	44,81
Taxes à la production et impôts miniers	2,37	2,36	2,16	2,37	2,59
Transport et vente	1,33	1,22	1,39	1,27	1,43
Charges d'exploitation	9,20	10,34	8,84	9,10	8,55
Revenu net	43,51	54,86	47,29	39,69	32,24
Pétrole brut – Total (\$/b)					
Prix	46,52	54,07	50,23	43,94	38,12
Taxes à la production et impôts miniers	0,77	0,76	0,73	0,78	0,80
Transport et vente	1,74	1,62	1,61	1,96	1,78
Charges d'exploitation	10,39	11,23	9,53	10,29	10,52
Revenu net	33,62	40,46	38,36	30,91	25,02
Liquides de gaz naturel – Plaines canadiennes (\$/b)					
Revenu net	59,98	73,12	61,29	56,08	46,69
Total des liquides (\$/b)					
Prix	46,69	54,33	50,36	44,08	38,22
Taxes à la production et impôts miniers	0,76	0,75	0,72	0,77	0,79
Transport et vente	1,72	1,60	1,59	1,94	1,76
Charges d'exploitation	10,27	11,08	9,42	10,17	10,41
Revenu net	33,94	40,90	38,63	31,20	25,26
Gaz naturel – Total (\$/kpi³)					
Prix	6,08	6,22	5,23	6,64	6,24
Taxes à la production et impôts miniers	0,10	0,03	0,11	0,12	0,11
Transport et vente	0,27	0,26	0,26	0,27	0,28
Charges d'exploitation	0,74	0,89	0,66	0,74	0,69
Revenu net	4,97	5,04	4,20	5,51	5,16
Total (\$/bep)					
Prix	40,51	44,04	38,85	41,48	37,74
Taxes à la production et impôts miniers	0,65	0,42	0,70	0,75	0,71
Transport et vente	1,65	1,58	1,56	1,74	1,70
Charges d'exploitation ²⁾	6,75	7,59	6,12	6,66	6,64
Revenu net	31,46	34,45	30,47	32,33	28,69

Notes :

- 1) Les charges d'exploitation du premier trimestre comprennent des charges attribuables à une augmentation des charges d'exploitation à l'exercice précédent d'environ 1,75 \$/b pour Foster Creek et de 2,53 \$/b pour Christina Lake.
- 2) Les charges d'exploitation pour l'exercice comprennent la récupération des coûts relatifs aux mesures incitatives à long terme représentant 0,21 \$/bep.

Les tableaux suivants indiquent l'incidence de nos opérations de couverture financière réalisées sur les résultats par élément.

	2009				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Liquides (\$/b)	0,98	(0,05)	(0,01)	1,39	2,86
Gaz naturel (\$/kpi ³)	3,22	2,24	4,04	3,68	2,82
Total (\$/bep)	11,18	7,07	13,25	13,24	11,02

	2008				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Liquides (\$/b)	(6,07)	2,71	(8,85)	(12,50)	(6,63)
Gaz naturel (\$/kpi ³)	(0,30)	1,07	(1,15)	(1,41)	0,34
Total (\$/bep)	(3,50)	4,85	(7,69)	(10,01)	(1,43)

	2007				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Liquides (\$/b)	(3,40)	(9,98)	(4,94)	(1,47)	2,60
Gaz naturel (\$/kpi ³)	0,75	0,85	1,04	0,42	0,71
Total (\$/bep)	1,40	(0,87)	1,84	0,98	3,58

Activité de forage

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
2009 :											
Plaines canadiennes	4	4	-	-	-	-	4	4	8	12	4
Total au Canada	4	4	-	-	-	-	4	4	8	12	4
2008 :											
Plaines canadiennes	1	1	5	3	2	1	8	5	34	42	5
Total au Canada	1	1	5	3	2	1	8	5	34	42	5
2007 :											
Plaines canadiennes	3	3	4	4	-	-	7	7	89	96	7
Total au Canada	3	3	4	4	-	-	7	7	89	96	7

	Puits de mise en valeur forés ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾										
	Pétrole		Gaz		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
2009 :											
Pétrole intégré	45	24	8	8	8	8	61	40	10	71	40
Plaines canadiennes	107	106	555	502	2	2	664	610	261	925	610
Total au Canada	152	130	563	510	10	10	725	650	271	996	650
2008 :											
Pétrole intégré	41	21	13	13	4	4	58	38	41	99	38
Plaines canadiennes	105	92	1 489	1 372	7	7	1 601	1 471	503	2 104	1 471
Total au Canada	146	113	1 502	1 385	11	11	1 659	1 509	544	2 203	1 509
2007 :											
Pétrole intégré	55	29	6	2	6	4	67	35	43	110	35
Plaines canadiennes	161	138	2 215	2 115	4	3	2 380	2 256	466	2 846	2 256
Total au Canada	216	167	2 221	2 117	10	7	2 447	2 291	509	2 956	2 291

Notes :

- 1) On entend par puits « bruts » le nombre total des puits dans lesquels nous aurons une participation.
- 2) On entend par puits « nets » le nombre de puits résultant de l'addition de notre participation directe dans chacun des puits bruts.
- 3) Au 31 décembre 2009, 11 puits bruts (sept puits nets), tous au Canada, étaient en train d'être forés.

Outre les puits mentionnés dans les tableaux précédents, nous avons foré des puits d'essai stratigraphiques au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la division pétrolière intégrée ayant foré 79 puits bruts (40 puits nets) et la division des plaines canadiennes ayant foré 22 puits bruts (22 puits nets).

Emplacement des puits¹⁾²⁾

Le tableau suivant résume nos participations dans des puits productifs, y compris les puits mécaniquement en mesure de produire, au 31 décembre 2009.

	Pétrole		Gaz		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta :						
Pétrole intégré	187	94	767	716	954	810
Plaines canadiennes	3 151	3 066	28 342	27 469	31 493	30 535
Total de l'Alberta	3 338	3 160	29 109	28 185	32 447	31 345
Saskatchewan :						
Plaines canadiennes	864	557	452	418	1 316	975
Total de la Saskatchewan	864	557	452	418	1 316	975
Total	4 202	3 717	29 561	28 603	33 763	32 320

Notes :

- 1) Cenovus possède aussi divers autres droits de redevance dans 9 450 puits de gaz naturel et 4 229 puits de pétrole brut productifs ou en mesure de produire.
- 2) Comprend des puits à multiples complétions : 24 868 puits bruts de gaz naturel (24 037 puits nets) et 1 504 puits bruts de pétrole (1 292 puits nets).

Participations dans des terrains importants¹⁾

Le tableau suivant résume nos avoirs fonciers mis en valeur, non mis en valeur et totaux au 31 décembre 2009.

	Mis en valeur		Non mis en valeur		Totaux	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
	(en milliers d'acres)					
Alberta :						
Pétrole intégré						
– Couronne ²⁾	551	457	1 428	1 053	1 979	1 510
Plaines canadiennes						
– Fief ³⁾	1 910	1 910	450	450	2 360	2 360
– Couronne ²⁾	2 088	1 907	844	743	2 932	2 650
– Propriété franche ⁴⁾	68	55	21	18	89	73
Total de l'Alberta	4 617	4 329	2 743	2 264	7 360	6 593
Saskatchewan :						
Plaines canadiennes						
– Fief ³⁾	68	68	438	438	506	506
– Couronne ²⁾	124	103	369	313	493	416
– Propriété franche ⁴⁾	14	10	42	40	56	50
Total de la Saskatchewan	206	181	849	791	1 055	972
Manitoba :						
Plaines canadiennes – Fief ³⁾	3	3	261	261	264	264
Total du Manitoba	3	3	261	261	264	264
Total	4 826	4 513	3 853	3 316	8 679	7 829

Notes :

- 1) 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.
- 2) 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.
- 3) 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 mises en valeur.
- 4) 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.

Dépenses en immobilisations, acquisitions et désinvestissements

Notre croissance au cours des dernières années est attribuable principalement à la croissance interne. 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 mettre en valeur nos terrains importants. 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.

Le tableau suivant résume nos investissements de capitaux nets pour 2009 et 2008.

	2009	2008
	(en millions de dollars)	
Investissements de capitaux		
Canada en amont		
Foster Creek	231	336
Christina Lake	198	218
Plaines canadiennes	478	872
Autres	47	90
	954	1 516
Raffinage en aval	907	478
Activités non sectorielles	31	52
Investissements de capitaux	1 892	2 046
Acquisitions	3	-
Désinvestissements	(209)	(47)
Activités nettes d'acquisition et de désinvestissement	(206)	(47)
Investissements de capitaux nets	1 686	1 999

Engagements de livraison

Dans le cadre de l'arrangement, nous avons pris en charge, aux termes de contrats et d'ententes existants, et avons, dans le cours normal de nos activités commerciales, contracté un certain nombre d'engagements de livraison de pétrole brut et de gaz naturel. Nous disposons de réserves suffisantes de ces ressources pour respecter ces engagements. De plus amples renseignements sur ces engagements sont donnés dans les notes afférentes à nos états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

GÉNÉRALITÉS

Concurrence

Une forte concurrence domine tous les aspects du secteur pétrolier et gazier, de sorte que nous nous trouvons constamment en concurrence avec d'autres sociétés, notamment dans les domaines suivants : i) l'exploration et la mise en valeur de nouvelles sources de réserves de bitume, de pétrole brut et de gaz naturel, ii) les acquisitions de réserves et de terrains, iii) le transport et la commercialisation du pétrole, du gaz naturel, des LGN, des diluants et de l'électricité, iv) l'offre de charges d'alimentation de raffinerie et le marché des produits raffinés, v) l'accès aux services et au matériel pour mener des activités d'exploration, de mise en valeur ou d'exploitation et vi) le recrutement et la conservation d'employés expérimentés dans le secteur. Le secteur pétrolier et gazier fait également concurrence à d'autres industries qui s'attachent à fournir des sources d'énergie de substitution aux consommateurs. Les forces concurrentielles peuvent provoquer des augmentations des coûts ou entraîner un surapprovisionnement de pétrole et de gaz naturel, deux facteurs qui pourraient avoir une incidence défavorable sur nos résultats financiers.

Protection de l'environnement

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 (le « comité SER ») examine les politiques environnementales et fait ses recommandations au conseil d'administration 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 (« ESS ») 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 \$ à 65 \$ 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 permet 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.

Nous examinons également l'effet de la réglementation du carbone sur nos projets majeurs, y compris nos activités de DGVA 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 CO₂, 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 gazières sont abandonnés et doivent être remis en état. En 2009, 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 2010. En fonction d'estimations établies au 31 décembre 2009, le coût non actualisé futur total prévu des abandons et des activités de remise en état à engager au cours de la durée de nos réserves prouvées est estimé à quelque 5,4 milliards de dollars.

Politiques sociales et environnementales

Nous avons élaboré une politique de responsabilité d'entreprise (la « politique ») qui vise toute activité entreprise par Cenovus ou en son nom. La politique a des exigences particulières dans les domaines suivants : i) l'engagement envers l'initiative; ii) la création d'une valeur durable; iii) les pratiques de gouvernance et d'affaires; iv) les droits de la personne; v) les pratiques de travail; vi) l'EES; vii) l'engagement envers les parties intéressées et viii) le développement socioéconomique et communautaire.

La politique et ses révisions sont approuvées par notre équipe de haute direction et par notre conseil. La responsabilité de la mise en œuvre de la politique est au niveau opérationnel des unités d'exploitation de Cenovus, qui ont mis en place des processus d'évaluation des risques, et des programmes sont mis en œuvre afin de minimiser ces risques. Les résultats associés aux engagements énoncés sont liés au processus d'évaluation du rendement individuel.

La politique prend les positions suivantes à l'égard du respect de l'environnement : i) Cenovus préservera l'environnement et exercera ses activités conformément aux normes du secteur reconnues à l'échelle mondiale en matière d'ESS; ii) nous nous efforcerons d'utiliser de façon efficace les ressources, d'atténuer notre empreinte écologique et de préserver la diversité des habitats ainsi que les populations végétales et animales qui peuvent être touchées par nos activités; et iii) nous nous efforcerons de réduire l'ampleur de nos émissions et d'augmenter notre efficacité énergétique.

En ce qui a trait aux relations que Cenovus entretient avec les communautés au sein desquelles nous exploitons notre entreprise, la politique indique que : i) nous privilégions la collaboration, la consultation et le partenariat dans notre investissement et nos programmes communautaires, car nous reconnaissons qu'aucune société n'est seule responsable de la transformation de la situation économique, environnementale, sociale et fondamentale dans une communauté ou un pays et ii) dans le cadre de nos activités, Cenovus favorisera la création de capacités à l'échelle locale et tissera des liens mutuellement avantageux afin de laisser une empreinte positive dans les communautés et les régions où nous exerçons des activités.

En ce qui a trait aux droits de la personne, la politique précise que Cenovus ne contreviendra d'aucune façon aux droits de la personne et ne participera à aucune activité qui sollicite ou encourage une violation des droits de la personne pas plus qu'elle n'en sera complice.

Par la politique, Cenovus est déterminée à protéger la santé et la sécurité de toutes les personnes touchées par nos activités, tant notre main-d'œuvre que le public. 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.

Parmi certaines des mesures que Cenovus a prises en vue d'enchâsser sa vision de responsabilité d'entreprise partout dans son organisation, on compte les suivantes : i) un système de gestion de l'ESS; ii) 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; iii) des mesures du rendement en matière de responsabilité d'entreprise afin d'évaluer notre progrès; iv) 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; v) 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; vi) 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; vii) un programme de vérification interne en matière d'ESS à la grandeur de l'entreprise qui évalue si Cenovus se conforme aux attentes et aux exigences du système de gestion de l'ESS; viii) 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 adéquats 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 ix) une exigence en ce qui concerne la reconnaissance et l'approbation des politiques clés de la part de notre conseil et de nos employés. En outre, notre conseil d'administration approuve ces politiques et est informé des violations importantes de celles-ci et reçoit des mises à jour sur les tendances, les questions ou les événements qui pourraient avoir une incidence importante sur Cenovus.

Employés

Au 31 décembre 2009, nous comptons 2 221 employés équivalents temps plein (« ETP »), répartis comme suit :

	Employés ETP
Division pétrolière intégrée	804
Division des plaines canadiennes	859
Activités non sectorielles de Cenovus	558
Total	2 221

Nous retenons également les services d'un certain nombre d'entrepreneurs et de fournisseurs de services.

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. Nos 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.

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Administrateurs

Le tableau ci-après présente le nom, la province ou l'État et le pays de résidence, le poste occupé et le nombre d'actions ordinaires dont étaient propriétaires véritables, au 31 décembre 2009, directement ou indirectement, les personnes qui sont nos administrateurs ou qu'elles contrôlaient ou sur lesquelles elles avaient une emprise, directement ou indirectement.

Nom et lieu de résidence ¹⁾	Poste	Occupation principale	Actions ordinaires détenues
Ralph S. Cunningham ^(2,4,5,7) Houston (Texas) États-Unis	Administrateur	Président et chef de la direction EPE Holdings, LLC (Entreprise de services intermédiaires d'énergie)	0
Patrick D. Daniel ^(2,3,4,5) Calgary (Alberta) Canada	Administrateur	Président et chef de la direction Enbridge Inc. (Livraison de produits énergétiques)	39 348
Ian W. Delaney ^(2,4,5,7) Toronto (Ontario) Canada	Administrateur	Président du conseil et chef de la direction Sherritt International Corporation (Entreprise d'extraction de nickel, de cobalt et de houille et de production de pétrole, de gaz naturel et d'électricité)	58 600
Brian C. Ferguson ⁽⁸⁾ Calgary (Alberta) Canada	Administrateur, président et chef de la direction	Président et chef de la direction de Cenovus Energy Inc.	97 887
Michael A. Grandin ^(2,5,9) Calgary (Alberta) Canada	Président du conseil	Administrateur de sociétés	123 120
Valerie A.A. Nielsen ^(2,3,5,6) Calgary (Alberta) Canada	Administratrice	Administratrice de sociétés	44 217
Charles M. Rampack ^(5,6,7) Dallas (Texas) États-Unis	Administrateur	Administrateur de sociétés	0
Colin Taylor ^(3,4,5) Toronto (Ontario) Canada	Administrateur	Administrateur de sociétés	2 300
Wayne G. Thomson ^(2,5,6,7) Calgary (Alberta) Canada	Administrateur	Président Enviro Valve Inc. (Société de technologie fermée)	0

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 de vérification.
- 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 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.

Chacun des administrateurs a été nommé membre de notre conseil en date du 30 novembre 2009 aux termes de l'arrangement et occupera ce poste jusqu'à la première assemblée annuelle des porteurs d'actions ordinaires ou jusqu'à ce que son remplaçant soit dûment élu ou nommé, à moins qu'il ne quitte son poste auparavant. Notre conseil peut nommer des administrateurs supplémentaires avant ou après la première assemblée annuelle des porteurs d'actions ordinaires conformément à nos statuts. La Bourse de Toronto nous a accordé une dispense de l'obligation de tenir notre première assemblée annuelle des porteurs d'actions ordinaires dans un délai de six mois après le 31 décembre 2009. Par conséquent, la première assemblée annuelle des porteurs d'actions ordinaires devrait avoir lieu au cours du deuxième trimestre de 2011 et, quoi qu'il en soit, au plus tard le 31 mai 2011, moment auquel les porteurs d'actions ordinaires voteront à l'égard de l'élection de nos administrateurs et de la nomination de nos vérificateurs.

Antécédents professionnels des administrateurs sur cinq ans

Ralph S. Cunningham

Depuis août 2007, M. Cunningham est administrateur et président et chef de la direction de EPE Holdings, LLC, le seul commandité d'Enterprise GP Holdings L.P. (société de portefeuille ouverte de l'industrie des services d'énergie intermédiaires). De février 2006 à juillet 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 chef de la direction par intérim d'Enterprise Products GP, LLC, le seul commandité d'Enterprise Products Partners, L.P. (société ouverte de l'industrie des services d'énergie intermédiaires). En outre, il est administrateur d'Enterprise Products GP, LLC, le commandité d'Enterprise Products Partners, L.P. depuis février 2006. Il est également administrateur d'Agrium Inc. (société de produits chimiques agricoles), administrateur de LE GP, LLC, le commandité d'Energy Transfer Equity, L.P. (une société de personnes ouverte d'énergie) et administrateur et président du conseil de TETRA Technologies, Inc. (société de services énergétiques et de produits chimiques). Il a été président et chef de la direction de CITGO Petroleum Corporation (société d'énergie) de mai 1995 jusqu'à sa retraite en mai 1997. Dans le secteur sans but lucratif, il est membre du conseil consultatif de génie chimique et du conseil consultatif en génie de la Auburn University.

Patrick D. Daniel

M. Daniel est président et chef de la direction d'Enbridge Inc. (livraison d'énergie) depuis janvier 2001 et un administrateur de cette société depuis mai 2000. Il est membre de la haute direction d'Enbridge ou de la société qu'elle a remplacée depuis 1994 et est administrateur d'un certain nombre de filiales d'Enbridge. Il est administrateur de la Banque Canadienne Impériale de Commerce et membre du bureau de révision nord-américain d'American Air Liquide Holdings, Inc. (société de gaz industriel et médicaux et de services connexes). Dans le secteur sans but lucratif, il est membre du National Petroleum Council (un comité consultatif sur le pétrole et le gaz naturel du secrétaire de l'énergie aux États-Unis) et est administrateur de l'American Petroleum Institute.

Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences (University of Alberta) et d'une maîtrise ès sciences (University of British Columbia) en génie chimique.

Ian W. Delaney

M. Delaney est président du conseil d'administration de Sherritt International Corporation (société d'extraction de nickel, de cobalt et de houille et de production de pétrole, de gaz et d'électricité) depuis 1995 et assume les responsabilités supplémentaires de chef de la direction de cette société depuis janvier 2009. Il est également président du conseil de The Westaim Corporation (société d'investissement en technologie) et administrateur d'OPTI Canada Inc. (société d'exploitation et de valorisation des sables bitumineux).

Brian C. Ferguson

M. Ferguson est devenu président et chef de la direction de Cenovus le 30 novembre 2009. Avant d'occuper ce poste de haute direction chez Cenovus, il avait été nommé vice-président directeur et chef des finances d'EnCana le 1^{er} 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 en charge de trois fonctions principales : les relations avec les investisseurs, l'expansion des affaires, comprenant la planification stratégique générale, les acquisitions et les désinvestissements ainsi que les évaluations des réserves de la société, et l'équipe combinée des affaires juridiques et du secrétariat de la société.

M. Ferguson est membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) et est actuellement président du Conseil sur la surveillance des risques et la gouvernance.

Il est titulaire d'un baccalauréat en commerce avec distinction de la University of Alberta obtenu en 1980 et il a obtenu sa désignation de comptable agréé en 1983.

Michael A. Grandin

M. Grandin est administrateur de sociétés. Il est administrateur de BNS Split Corp. II (société de placement) et de la Banque HSBC Canada. Il a été président du conseil d'administration et de chef de la direction de la Fiducie houillère canadienne Fording (fiducie minière ouverte) 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. Il a également été vice-président directeur et chef des finances de Canadien Pacifique Limitée de décembre 1997 à octobre 2001. 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

M^{me} Nielsen est administratrice de sociétés. Elle est administratrice du Fonds de revenu Wajax (une société diversifiée active dans la vente de pièces et le soutien technique lié au matériel mobile, aux moteurs diesel et aux composants industriels). Dans le secteur sans but lucratif, elle est administratrice du comité olympique canadien. 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.

Elle est titulaire d'un baccalauréat ès sciences (avec mention) de la Dalhousie University.

Charles M. Rampacek

M. Rampacek est administrateur de sociétés. Depuis juin 2003, M. Rampacek offre des services-conseils en affaires et en gestion dans le secteur de l'énergie. Depuis 2006, M. Rampacek est administrateur d'Enterprise Products GP, LLC, le seul commandité d'Enterprise Products Partners, L.P. (société ouverte du secteur des services d'énergie intermédiaires), et depuis 1998, administrateur de Flowserve Corporation (société ouverte de fabrication de pompes, de vannes et de joints d'étanchéité industriels). D'août 2000 à mai 2003, il a exercé les fonctions de président du conseil d'administration et de président et chef de la direction de Probex Corporation (société de technologie énergétique ouverte) et, de janvier 1996 à août 2000, président et chef de la direction de Lyondell-Citgo Refining, L.P. (entreprise de raffinage de pétrole brut et de fabrication de produits pétroliers). De 1982 à 1995, il a occupé divers postes de haute direction auprès de Tenneco Inc. (société d'énergie ouverte), dont ceux de président de

Tenneco Gas Transportation Company, de vice-président directeur des activités gazières de Tenneco et de vice-président directeur du raffinage et des liquides de gaz naturel. Dans le secteur sans but lucratif, M. Rampacek est 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

M. Taylor est administrateur de sociétés. De juin 1996 à mai 2004, M. Taylor a exercé pendant deux mandats consécutifs de quatre ans les fonctions de chef de la direction et associé directeur général chez Deloitte & Touche s.r.l. et, par la suite, celles de conseiller en chef auprès du même cabinet 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.

Wayne G. Thomson

Depuis juillet 2009, M. Thomson est président et administrateur d'Enviro Valve Inc. (société fermée de fabrication de soupapes de surpression brevetées). Depuis février 2005, M. Thomson est aussi président et administrateur de Virgin Resources Limited (petite société fermée d'exploration de pétrole et de gaz naturel internationale qui concentre ses activités au Yémen). Il est également administrateur de TG World Energy Corp. (société d'exploration pétrolière et gazière internationale cotée à la TSX de croissance). Il a été président et administrateur de sociétés ouvertes et fermées dans le secteur du pétrole et du gaz, notamment EcoMax Energy Services Ltd., Airborne Pollution Control, Hadrian Energy Corp., Gardiner Oil and Gas Limited et Petrocorp Exploration Limited (société pétrolière et gazière de la Nouvelle-Zélande).

Expérience d'administrateur auprès d'autres émetteurs assujettis

Le tableau qui suit présente la liste de nos administrateurs qui sont administrateurs d'autres émetteurs assujettis (ou l'équivalent) dans un territoire canadien ou étranger :

Nom	Nom de l'émetteur assujetti
Ralph S. Cunningham	Agrium Inc. DEP Holdings, LLC ¹⁾ Enterprise Products GP, LLC ²⁾ EPE Holdings, LLC ³⁾ LE GP, LLC ⁴⁾ TETRA Technologies, Inc.
Patrick D. Daniel	Banque Canadienne Impériale de Commerce Enbridge Inc.
Ian W. Delaney	OPTI Canada Inc. Sherritt International Corporation The Westaim Corporation
Michael A. Grandin	BNS Split Corp. II Banque HSBC Canada
Valerie A.A. Nielsen	Fonds de revenu Wajax
Charles M. Rampacek	Enterprise Products GP, LLC ²⁾ Flowserve Corporation
Wayne G. Thomson	TG World Energy Corp.

Notes :

- 1) Le seul commandité de Duncan Energy Partners L.P.
- 2) Le seul commandité d'Enterprise Products Partners L.P.
- 3) Le seul commandité d'Enterprise GP Holdings L.P.
- 4) Le commandité d'Energy Transfer Equity L.P.

Membres de la haute direction

Le tableau ci-après présente le nom, la province et le pays de résidence et le poste des personnes qui sont les membres de la haute direction.

Nom et résidence	Poste et occupation principale
Brian C. Ferguson Calgary (Alberta) Canada	Administrateur, président et chef de la direction
Ivor M. Ruste Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur et chef des finances
John K. Brannan Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur (président de la division pétrolière intégrée)
Harbir S. Chhina Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Mise en valeur assistée du pétrole et nouvelles zones de ressources
Kerry D. Dyte Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire général
Judy A. Fairburn Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente directrice, Environnement et planification stratégique
Sheila M. McIntosh Calgary (Alberta) Canada	Vice-présidente directrice, Communications et relations avec les parties prenantes
Donald T. Swystun Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur (président de la division des plaines canadiennes)
Hayward J. Walls Calgary (Alberta) Canada	Vice-président directeur, Organisation et perfectionnement en milieu du travail

Antécédents professionnels des membres de la haute direction sur cinq ans

John K. Brannan

M. Brannan est notre vice-président directeur (*président de la division pétrolière intégrée*). De novembre 2004 jusqu'en novembre 2009, M. Brannan a occupé les postes suivants auprès d'EnCana : vice-président directeur (*président de la division pétrolière intégrée*) à partir du 1^{er} janvier 2007; directeur général des entreprises outre-frontières et des nouvelles entreprises internationales à partir du 1^{er} juillet 2005 et, du 19 novembre 2003 jusqu'au 30 juin 2005, directeur général des entreprises internationales et nouvelles.

Harbir S. Chhina

M. Chhina est notre vice-président directeur, mise en valeur assistée du pétrole et des nouvelles zones de ressources. De novembre 2004 à 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 du 1^{er} janvier 2007 et, du 16 avril 2003 au 31 décembre 2006, vice-président de l'unité d'exploitation de la récupération du pétrole.

Kerry D. Dyte

M. Dyte est notre vice-président directeur, chef du contentieux et secrétaire général. M. Dyte a occupé les postes suivants auprès d'EnCana : du 1^{er} janvier 2007 à novembre 2009, vice-président, chef du contentieux et secrétaire général; et du 1^{er} décembre 2002 jusqu'au 31 décembre 2006, chef du contentieux et secrétaire général.

Judy A. Fairburn

M^{me} Fairburn est notre vice-présidente directrice, environnement et planification stratégique. D'avril 2002 à novembre 2009, M^{me} Fairburn a occupé les postes suivants auprès d'EnCana : vice-présidente de l'environnement et de la responsabilité d'entreprise à compter du 1^{er} mai 2009; vice-présidente de l'environnement et de la planification à partir de décembre 2008; vice-présidente des activités en aval à partir de janvier 2007; vice-présidente de l'unité d'exploitation de Weyburn à compter de juillet 2004; vice-présidente de la gestion du portefeuille des activités en amont à partir d'avril 2003; et vice-présidente de la planification stratégique, continent nord-américain, à partir d'avril 2002.

Sheila M. McIntosh

M^{me} McIntosh est notre vice-présidente directrice, communications et relations avec les parties prenantes. De novembre 2004 à novembre 2009, M^{me} McIntosh a occupé les postes suivants auprès d'EnCana : vice-présidente directrice des communications de l'entreprise à partir du 1^{er} janvier 2007 et du 19 novembre 2003 au 31 décembre 2006, vice-présidente des relations avec les investisseurs.

Ivor M. Ruste

M. Ruste est notre vice-président directeur et chef des finances. 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 compter du 1^{er} mai 2009; vice-président directeur et chef de la gestion du risque à partir du 1^{er} janvier 2008; vice-président des finances pour la division pétrolière intégrée à compter du 1^{er} janvier 2007; et vice-président des finances du groupe des finances de l'entreprise à partir du 1^{er} 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 jusqu'en mars 2006, il a été vice-président du conseil d'administration de KPMG Canada.

Donald T. Swystun

M. Swystun est notre vice-président directeur (*président de la division des plaines canadiennes*). De novembre 2004 à novembre 2009, M. Swystun a occupé les postes suivants auprès d'EnCana : vice-président directeur (*président de la division des plaines canadiennes*) à compter du 1^{er} janvier 2007; vice-président directeur de l'expansion de l'entreprise à partir du 1^{er} mars 2006 et du 1^{er} septembre 2001 au 28 février 2006, président de la région de l'Équateur.

Hayward J. Walls

M. Walls est notre vice-président directeur, organisation et perfectionnement en milieu du travail. De novembre 2004 à novembre 2009, M. Walls a occupé les postes suivants auprès d'EnCana : vice-président directeur des services généraux à compter du 1^{er} janvier 2006; et, à partir du 19 novembre 2003, vice-président des services de l'information et chef de l'information.

Au 31 décembre 2009, la totalité de nos administrateurs et des membres de notre haute direction, en tant que groupe, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 020 399 actions ordinaires, soit environ 0,14 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.

Ordonnances de cessation des opérations ou faillites

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, deux plaintes, réclamant la récupération de certaines pertes alléguées, en raison de la faillite, ont été déposées contre d'anciens dirigeants et administrateurs de Probex, dont M. Rampacek. Aux termes de l'assurance des administrateurs et des dirigeants de Probex, AIG a opposé sa défense à ces plaintes, a conclu un règlement et versé les montants convenus avec l'accord du tribunal des faillites au cours de la première moitié 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 et approuvé de façon similaire au cours de la première moitié de 2006.

Conflits d'intérêts

Nos administrateurs et dirigeants peuvent être exposés à certains conflits d'intérêts éventuels dans le cadre de notre exploitation. Plus précisément, certains de nos administrateurs et dirigeants occupent, ou peuvent occuper, des postes de gestionnaire ou d'administrateur au sein d'autres sociétés pétrolières et gazières dont les activités peuvent, à l'occasion, être en concurrence directe avec les nôtres ou au sein d'entreprises qui pourraient financer nos concurrents ou faire des placements en actions dans ceux-ci. Le cas échéant, ces conflits seront assujettis aux procédures et aux recours prévus par la LCSA. Selon la LCSA, lorsqu'un administrateur ou un dirigeant est intéressé dans un contrat important ou une opération d'envergure avec la société, que ce contrat ou cette opération soit réalisé ou proposé, l'administrateur ou le dirigeant est tenu de divulguer son intérêt dans ce contrat ou cette opération et de s'abstenir de voter à l'égard de toute question se rapportant à un tel contrat ou à une telle opération, sauf disposition contraire de la LCSA. À la date de la présente notice annuelle, nous ne sommes au courant d'aucun conflit d'intérêts important existant ou éventuel entre nous et l'un ou l'autre de nos administrateurs ou dirigeants.

DÉCLARATION DE LA RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Les montants déclarés dans la présente déclaration de la rémunération des membres de la haute direction le sont en dollars américains. Puisque les montants sont versés en dollars canadiens, nous avons converti les montants en dollars américains au moyen du taux de change de 1,00 \$ CA = 0,9555 \$ US, soit le taux de change des dollars canadiens en dollars américains le 31 décembre 2009 en fonction du taux de change acheteur quotidien à midi publié par la Banque du Canada.

Analyse de la rémunération

Introduction

Pour nous assurer que nous respectons nos engagements envers nos actionnaires, nos employés et les communautés dans lesquelles nous exerçons nos activités, nous sommes tributaires d'une équipe de membres de la haute direction très compétents, déterminés et expérimentés afin d'exécuter notre stratégie.

Notre programme de rémunération des membres de la haute direction mettra l'accent sur le recrutement, la motivation, la récompense et la conservation d'une solide équipe de membres de la haute direction et encouragera le rendement à court et long termes pour veiller à ce que les intérêts des membres de la haute direction correspondent aux intérêts de nos actionnaires.

Politique de rémunération

Notre politique de rémunération démontrera l'importance que nous accordons à nos employés et à nos membres de la haute direction et à la façon dont nous harmonisons leurs intérêts avec les intérêts de nos actionnaires. Notre politique de rémunération est élaborée afin qu'elle comprenne les éléments indiqués ci-après :

- Dans notre entreprise, face aux sociétés auxquelles nous faisons concurrence, nous nous efforçons d'être un employeur privilégié.
- Notre rémunération est axée sur les résultats et comprend des salaires et des avantages sociaux concurrentiels en plus des primes incitatives annuelles et à long terme.
- Nous offrons un système de rémunération totale, aux termes duquel tous les éléments du programme de rémunération servent à recruter, à motiver, à récompenser et à conserver nos employés et nos membres de la haute direction et qui intègre une distinction nette entre le salaire fondé sur le rendement individuel et le salaire fondé sur le rendement de la société.

- Notre rémunération totale est conçue pour être concurrentielle et situer la rémunération totale des membres de notre haute direction dans le quartile supérieur de notre groupe de comparaison dans le cas d'un rendement exceptionnel. Dans le même ordre d'idées, dans le cas d'un rendement moindre, nous offrons une rémunération totale inférieure par l'entremise de nos programmes de primes incitatives annuels et à long terme.
- Nous reconnaissons que la rémunération totale peut subir l'incidence des augmentations et des diminutions des prix des marchandises qui peuvent survenir en raison de la nature cyclique de notre entreprise. Par conséquent, nous évaluerons la rémunération totale des membres de notre haute direction à la lumière de plusieurs scénarios de rendement pour comprendre ces variations qui auront une incidence sur la rémunération.

Supervision du comité

Notre programme de rémunération est supervisé et régi par notre comité des ressources humaines et de la rémunération (le « comité RHR »). Comme il est indiqué dans son mandat, les responsabilités du comité RHR comprennent les tâches indiquées ci-après.

- Examiner et superviser notre politique de rémunération et la conception de notre programme de rémunération au moins tous les ans.
- Examiner les données d'analyse et de rendement concurrentielles pour faire des recommandations concernant la rémunération de notre président et chef de la direction à notre conseil d'administration et approuver la rémunération des autres membres de notre haute direction et en faire rapport à notre conseil.
- Examiner et recommander la planification de la relève à l'égard des membres de notre haute direction à notre conseil.
- Examiner et superviser nos programmes de primes incitatives à court et long termes, y compris faire des recommandations concernant les régimes de primes incitatives connexes en vue de leur approbation par notre conseil et, dans le cas de notre régime d'options d'achat d'actions des employés, en vue de son approbation par nos actionnaires (au besoin) et approuver les attributions de primes incitatives à long terme.
- Examiner et superviser nos régimes et programmes de retraite et de placement et faire des recommandations au conseil quant aux questions de retraite et de placement au besoin.

Comparaison des données sur le marché et notre groupe de comparaison

Nous participerons à des sondages annuels sur la rémunération qui seront effectués par divers conseillers en rémunération pour suivre de près nos résultats. Ces sondages sont utiles aux fins d'établir les tendances de rémunération et nous donneront une orientation qui nous aidera à déterminer à quel point nous respectons les principes de notre programme de rémunération.

Nous ciblons une rémunération directe totale pour nos membres de la haute direction qui rejoint la rémunération directe totale qu'offrent les sociétés de notre groupe de comparaison à leurs membres de la haute direction. Particulièrement, nous ciblons pour les membres de notre haute direction une rémunération directe totale qui se situe dans le 50^e centile de notre groupe de comparaison et nous avons la capacité d'offrir une rémunération supérieure dans le cas d'un rendement supérieur. Au cours de l'examen initial de la rémunération effectué à l'égard des membres de notre haute direction, nous avons distingué les sociétés suivantes comme faisant partie de notre groupe de comparaison :

- Canadian Natural Resources Limited
- Devon Energy Corporation
- Enbridge Inc.
- EnCana Corporation
- Husky Energy Inc.
- Compagnie Pétrolière Impériale Limitée
- Marathon Oil Corporation
- Murphy Oil Corporation
- Nexen Inc.
- Suncor Énergie Inc.
- Société d'énergie Talisman Inc.
- TransCanada Corporation

Ce groupe de comparaison se compose de sociétés pétrolières et gazières nord-américaines de taille et de complexité semblables à celles de Cenovus en tenant compte de la capitalisation boursière et des produits d'exploitation.

Nous retenons les services de Towers Watson, un cabinet d'experts-conseils en rémunération respecté, afin qu'il nous conseille quant à la compétitivité de la rémunération des membres de notre haute direction et de notre programme de rémunération dans son ensemble. Plus particulièrement, nous obtenons les conseils de Towers Watson quant aux éléments indiqués ci-après.

- L'analyse régulière sur le plan concurrentiel des éléments de notre programme de rémunération, dont le salaire de base, le programme de primes annuelles, le programme de primes incitatives à long terme, les prestations de retraite et les autres formes de rémunération que nous offrons aux membres de notre haute direction.
- Les objectifs et principes que nous utilisons pour concevoir notre politique et notre programme de rémunération, y compris des conseils quant au groupe de comparaison.
- Les tendances et les pratiques exemplaires de la politique de rémunération et de la conception du programme, au moyen de diverses méthodes de recherche, dont les sondages sur la rémunération et la main-d'œuvre.
- L'offre de programmes de retraite très vastes et de conseils quant aux régimes de retraite, y compris faire fonction d'actuaire pour nous à l'égard des questions de régimes de retraite et de conseiller en gestion d'actifs pour nos régimes de retraite et de placement.

Notre comité RHR a retenu directement les services de Towers Watson pour obtenir des conseils en ce qui concerne particulièrement les questions portant sur la rémunération des membres de notre haute direction, entre autres des commentaires et des conseils sur les renseignements que la direction fournit au comité RHR au sujet des membres de notre haute direction, plus précisément au sujet de la rémunération de notre président et chef de la direction. Le mandat qu'a confié notre conseil à Towers Watson n'est pas le même que le mandat de conseiller que lui a donné notre direction. Les modalités de ce mandat sont indiquées dans un document officiel qui fait état du rôle de Towers Watson et des paramètres de ses fonctions de conseiller indépendant du comité RHR. Afin de nous assurer de son indépendance, le lien hiérarchique entre Towers Watson et le comité RHR est clair, des réunions périodiques sont tenues avec Towers Watson et le comité RHR sans que les membres de la direction y assistent, et le travail de conseils en rémunération de la haute direction est demandé et géré directement par le président du comité RHR.

Les éléments de notre programme de rémunération

Salaire de base

Le salaire de base offre une rémunération en espèces d'un montant fixe qui est conforme à la pratique du marché. Nous déterminons le salaire de base des membres de notre haute direction tous les ans en fonction de comparaisons avec les dernières données disponibles sur le marché et en tenant compte de leur expérience, de l'ampleur de leurs responsabilités, de leur rendement individuel et de leur esprit d'initiative stratégique au cours de l'année.

Programme de primes annuelles

Nous élaborons les détails de notre programme de primes annuelles dans le but de récompenser le rendement et les résultats à court terme d'une façon conforme à la pratique du marché.

Les membres de notre haute direction détermineront leurs objectifs de rendement pour chaque année civile. Afin d'établir les attributions de primes annuelles, notre programme comprendra l'évaluation annuelle des points suivants :

- le rendement individuel par rapport aux objectifs déterminés;
- le rendement de la société en fonction de mesures financières et d'exploitation objectives ainsi que de mesures plus suggestives, comme la responsabilité de la société et la responsabilité environnementale, la gouvernance et les pratiques d'emploi, des aspects qui seront tous identifiés plus particulièrement au cours de l'année.

Les attributions de primes seront payables le premier trimestre de chaque exercice en fonction de l'atteinte des objectifs déterminés individuels et ceux de l'entreprise.

Programme de primes incitatives à long terme

Nous concevons notre programme de primes incitatives à long terme afin d'harmoniser les intérêts des membres de notre haute direction avec ceux de nos actionnaires au moyen d'avoirs en actions importants et afin de voir au maintien en poste à long terme. Outre le risque intrinsèque lié au rendement que comportent les incitatifs à base d'actions, nous croyons également qu'il est important d'inclure l'atteinte de mesures du rendement supplémentaires qui détermineront l'acquisition d'une partie des primes incitatives à long terme qui peuvent être attribuées.

Nous prévoyons actuellement attribuer des primes incitatives à long terme sur une base annuelle, concurrentiellement à notre cycle de rémunération annuel en utilisant des lignes directrices fondées sur un examen de données sur le marché concurrentielles et sur le rendement individuel. Nos programmes de primes incitatives à long terme prévoient l'attribution d'options d'achat d'actions et de droits à la valeur d'actions liés au rendement.

Nous envisageons d'utiliser le coefficient de renouvellement comme la mesure clé du rendement aux fins de l'acquisition des primes incitatives à long terme liées au rendement. Nous croyons que le coefficient de renouvellement est une mesure clé de la valeur ajoutée totale puisqu'il mesure notre capacité à générer des flux de trésorerie d'exploitation en excédent des coûts tout compris des ajouts de réserves. Le coefficient de renouvellement est calculé de la façon suivante :

$$\text{Coefficient de renouvellement} = \frac{\text{revenu net}}{\text{Coûts de découverte et de mise en valeur}}$$

Le revenu net se calcule en fonction des éléments suivants :

- charges d'exploitation et d'administration;
- prix des marchandises;
- redevances;
- frais de transport.

Les coûts de découverte et de mise en valeur sont calculés en fonction des éléments suivants :

- dépenses en immobilisations (rentabilité des capitaux);
- augmentation des réserves prouvées déclarées.

Le solde des primes incitatives à long terme sera acquis en fonction des critères d'acquisition temporels prescrits au cours d'une période de trois ans.

Des droits à la plus-value d'actions (les « DPVA ») jumelés sont associés aux options de Cenovus. Un DPVA jumelé permet à un titulaire d'options de renoncer au droit de lever l'option de Cenovus en vue de l'achat d'un nombre déterminé d'actions ordinaires et de recevoir plutôt un montant en espèces (ou, à notre gré, des actions ordinaires). Le titulaire d'options se verra verser le cours de clôture d'une action ordinaire à la Bourse de Toronto le dernier jour de bourse précédant la date de l'exercice du DPVA jumelé, après déduction du prix d'attribution de l'option de Cenovus, multiplié par le nombre d'options de Cenovus auquel il a renoncé. Lors de l'exercice d'un DPVA jumelé, l'option de Cenovus qui y est associée est remise et le droit sous-jacent d'acheter une action ordinaire est abandonné.

Le prix d'attribution des options de Cenovus correspondra au cours de clôture des actions ordinaires à la Bourse de Toronto le jour précédant le jour de l'attribution des options de Cenovus.

Options d'achat d'actions de remplacement

Aux termes de l'arrangement, des options d'achat d'actions de remplacement (avec les DPVA jumelés qui y sont associés) ont été attribuées à nos employés et aux membres de notre haute direction. En contrepartie de chaque option d'achat d'actions d'EnCana détenue le 30 novembre 2009, nos employés et les membres de notre haute direction ont reçu une option de remplacement d'EnCana et une option de remplacement de Cenovus. Le prix d'attribution des options d'achat d'actions d'EnCana détenues auparavant a été rajusté comme l'exige le régime d'options d'achat d'actions des employés clés d'EnCana au moyen d'une formule déterminée fondée sur le cours moyen pondéré en fonction du volume sur un jour d'une action ordinaire d'EnCana (négociée à la Bourse de Toronto avant l'arrangement), de la nouvelle EnCana (négociée à la Bourse de Toronto sous réserve de son émission) et de Cenovus (négociée à la Bourse de Toronto, sous réserve de son émission) le 2 décembre 2009. Toutes les options d'achat d'actions de remplacement sont assorties de DPVA jumelés.

Les options de remplacement de Cenovus ont une durée de cinq ans à compter de leur date d'attribution initiale et sont acquises conformément à la date d'attribution initiale en fonction du calendrier suivant : une tranche de 30 pour cent au premier anniversaire de la date d'attribution initiale, une tranche de 30 pour cent au deuxième anniversaire et la tranche restante de 40 pour cent au troisième anniversaire. Les deux tiers des options de remplacement de Cenovus qui ont remplacé les attributions de 2007 à 2009 sont assorties d'une autre exigence d'acquisition liée à l'atteinte d'un coefficient de renouvellement déterminé. Plus particulièrement :

- aucune des options de remplacement de Cenovus liées au rendement n'est acquise si le coefficient de renouvellement est égal ou inférieur à 1,0;

- 50 pour cent des options de remplacement de Cenovus liées au rendement sont acquises si le coefficient de renouvellement est de 2,0 ou plus;
- la totalité des options de remplacement de Cenovus liées au rendement sont acquises si le coefficient de renouvellement est de 3,0 ou plus;
- des coefficients de renouvellement se situant entre 1,0 et 3,0 se traduiront par l'acquisition d'options de remplacement de Cenovus liées au rendement d'une façon linéaire si ces parties de l'attribution peuvent être acquises;
- les options de remplacement de Cenovus liées au rendement qui ne sont pas acquises au cours d'une année particulière sont abandonnées et annulées.

Droits à la valeur d'actions différés

Nous avons un régime de droits à la valeur d'actions différés à l'intention des employés (le « régime de DVAD ») aux termes duquel nos employés (y compris les membres de notre haute direction) peuvent choisir, irrévocablement et au cours de l'année civile précédente, de convertir soit 25 pour cent soit 50 pour cent de leurs primes annuelles (qui auraient été par ailleurs payées en espèces) en droits à la valeur d'actions différés (« DVAD »). En outre, le régime de DVAD permet au comité RHR d'attribuer des DVAD selon les modalités qu'il établit au moment de l'attribution. Les équivalents en dividendes sont versés sous forme de DVAD supplémentaires, conformément aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires.

En règle générale, les DVAD sont acquis lorsqu'ils sont crédités au compte de la personne, à moins que le comité RHR n'en décide autrement. Les DVAD ne peuvent être rachetés qu'au moment où la personne quitte son emploi auprès de Cenovus, que ce soit par suite d'une démission, d'une cessation d'emploi ou de son départ à la retraite. Au moment où la personne quitte son emploi auprès de Cenovus, elle doit faire racheter les DVAD dans son compte au plus tard le 15 décembre de la première année civile suivant l'année de son départ. La valeur des DVAD qui peuvent être rachetés correspond au nombre de DVAD dans le compte de la personne à la date de rachat multiplié par le cours de clôture d'une action ordinaire le jour précédant la date de rachat. Le montant est versé à la personne en espèces après déduction de l'impôt.

Aux termes de l'arrangement, les DVAD d'EnCana que détenaient des employés de Cenovus ont été échangés en contrepartie de DVAD de Cenovus. La juste valeur des DVAD de Cenovus crédités à chaque employé était fondée sur la juste valeur au marché des actions ordinaires de Cenovus par rapport aux actions ordinaires d'EnCana avant la date d'entrée en vigueur de l'arrangement.

Prestations de retraite

Nous croyons qu'il est important de prévoir la retraite future des membres de notre haute direction au moyen de prestations de retraite. Notre programme prévoit des prestations de retraite concurrentielles, il offre une sécurité financière à long terme et aide à la conservation de nos employés.

Certains des membres de notre haute direction, y compris notre président et chef de la direction, participent au volet à prestations déterminées du régime de retraite canadien de Cenovus (notre « régime à PD »). Aux termes de notre régime à PD, l'âge normal de la retraite est 65 ans, bien que les employés puissent prendre leur retraite aussi tôt qu'à 55 ans, les prestations étant réduites en cas d'un départ anticipé à la retraite. Nous versons des prestations sur notre régime à PD jusqu'aux niveaux permis par les régimes de retraite enregistrés.

Certains des autres membres de notre haute direction, y compris notre vice-président directeur et chef des finances, participent au volet à cotisations déterminées du régime de retraite canadien de Cenovus (notre

« régime à CD »). Suivant les modalités du régime à CD, les cotisations sont versées dans le compte de chaque employé ou membre de la haute direction à hauteur de huit pour cent du salaire de base. Chaque membre de la haute direction gère individuellement les placements faits dans son compte. Cenovus offre un nombre déterminé d'options de placement aux termes du régime à CD et des comptes détenus par les membres de la haute direction.

Notre régime de retraite canadien, qui comprend le volet à prestations déterminées et le volet à cotisations déterminées, est un régime de retraite enregistré. Des prestations de retraite supplémentaires peuvent être payables à partir du régime de retraite complémentaire canadien de Cenovus Energy Inc. dans le cas de prestations de retraite qui dépassent les limites autorisées par un régime enregistré de retraite. Les prestations de retraite se fondent sur les années de service décomptées et les gains moyens donnant droit à pension finaux pour les participants du régime à PD.

Autres formes de rémunération

Pour obtenir un système de rémunération global qui soit concurrentiel, nous fournissons des éléments supplémentaires de rémunération comme une allocation annuelle, un stationnement payé par la société, des services de planification financière et de retraite, l'apport correspondant de la société aux cotisations personnelles à un régime de placement pouvant aller jusqu'à cinq pour cent du salaire de base et, dans certains cas, les droits d'adhésion associés à l'utilisation personnelle de clubs.

Rémunération des membres de notre haute direction visés en 2009

Notre conseil a pris en considération les données sur le marché disponibles en tenant compte de la taille et de la nature de notre entreprise, des comparaisons avec des sociétés comparables, de l'expérience, de l'esprit d'initiative et du rendement individuel pour établir la rémunération devant être consentie aux membres de notre haute direction en leur capacité de membres de la haute direction de Cenovus en décembre 2009.

À compter du 1^{er} décembre 2009, le salaire annuel de Brian C. Ferguson, notre président et chef de la direction, est de 859 950 \$ et celui d'Ivor M. Ruste, notre vice-président directeur et chef des finances, de 429 975 \$.

Pour l'attribution de la prime annuelle se rapportant à l'année d'évaluation du rendement de 2009, notre conseil a pris en considération le rendement des membres de la haute direction en leur capacité de membres de la haute direction de Cenovus en décembre 2009 ainsi que leur rôle, leur esprit d'initiative et leur direction au cours de l'arrangement et pendant la période de transition qui a suivi la réalisation avec succès de l'arrangement.

Notre président et chef de la direction, M. Ferguson, a été le maître d'œuvre stratégique de Cenovus pendant l'arrangement et au cours de la période de transition qui a suivi. Notre conseil a décidé que le rendement de M. Ferguson avait été exceptionnel dans le rôle qu'il a joué jusqu'à la réalisation de l'arrangement et dans les activités transitoires qui ont fait en sorte que Cenovus devienne une société pleinement indépendante en décembre 2009. En outre, notre conseil a pris acte du succès du rendement financier et d'exploitation pour l'année de la division pétrolière intégrée et de la division des plaines canadiennes, nos activités clés. En reconnaissance des excellents résultats d'EnCana et de Cenovus sur le plan financier et de l'exploitation en 2009, et du rôle de M. Ferguson dans le cadre de l'arrangement et au cours de la transition en décembre 2009, notre conseil a attribué une prime maximale. La prime que M. Ferguson avait gagnée en décembre 2009 s'élevait à 119 438 \$ (ce qui représente 1/12 du montant de l'attribution totale). De plus, notre conseil a usé de son pouvoir discrétionnaire pour inclure 47 775 \$ dans cette prime, représentant une attribution spéciale relative à l'apport considérable de M. Ferguson à la réalisation avec succès de l'arrangement qui lui a été payée sous forme d'une attribution de DVAD qui sont acquis à hauteur de 50 % à la date d'attribution et de 50 % un an après la date d'attribution.

M. Ruste, vice-président directeur et chef des finances, a également obtenu des résultats exceptionnels dans son rôle dans le cadre de l'arrangement et au cours de la transition en décembre 2009. Il faut noter particulièrement que M. Ruste a fait preuve d'initiative dans la structuration et l'obtention d'un financement qui a permis la réalisation de l'arrangement et qui procure une assise solide pour Cenovus. En reconnaissance des excellents résultats d'EnCana et de Cenovus sur le plan financier et de l'exploitation et du rôle de M. Ruste qu'il a joué à l'occasion de l'arrangement et de la transition en décembre 2009, M. Ruste s'est vu attribuer une prime maximale, attribuable au mois de décembre 2009, de 62 440 \$, ce qui représente 1/12 du montant de l'attribution totale. L'attribution de cette prime comprend un montant de 35 831 \$ représentant une prime spéciale relative à l'apport considérable de M. Ruste au succès de la réalisation de l'arrangement, qui lui a été payé sous forme d'une attribution de DVAD qui sont acquis à hauteur de 50 % à la date d'attribution et de 50 % un an après la date d'attribution.

Pour 2009, la prime cible pour tous nos employés, y compris les membres de notre haute direction, a été augmentée de 10 pour cent pour stimuler l'atteinte d'importantes économies au titre du budget des investissements en 2009. L'atteinte des objectifs de ce programme a été prise en compte dans le versement de décembre 2009 de la prime annuelle des membres de notre haute direction.

Les membres de notre haute direction n'ont reçu de Cenovus aucune prime incitative à long terme en décembre 2009. Les options de remplacement de Cenovus qui ont été attribuées le 30 novembre 2009 par suite de l'arrangement sont déclarées dans le tableau des attributions à base d'options en cours qui suit la présente analyse de la rémunération.

Lignes directrices sur l'actionnariat

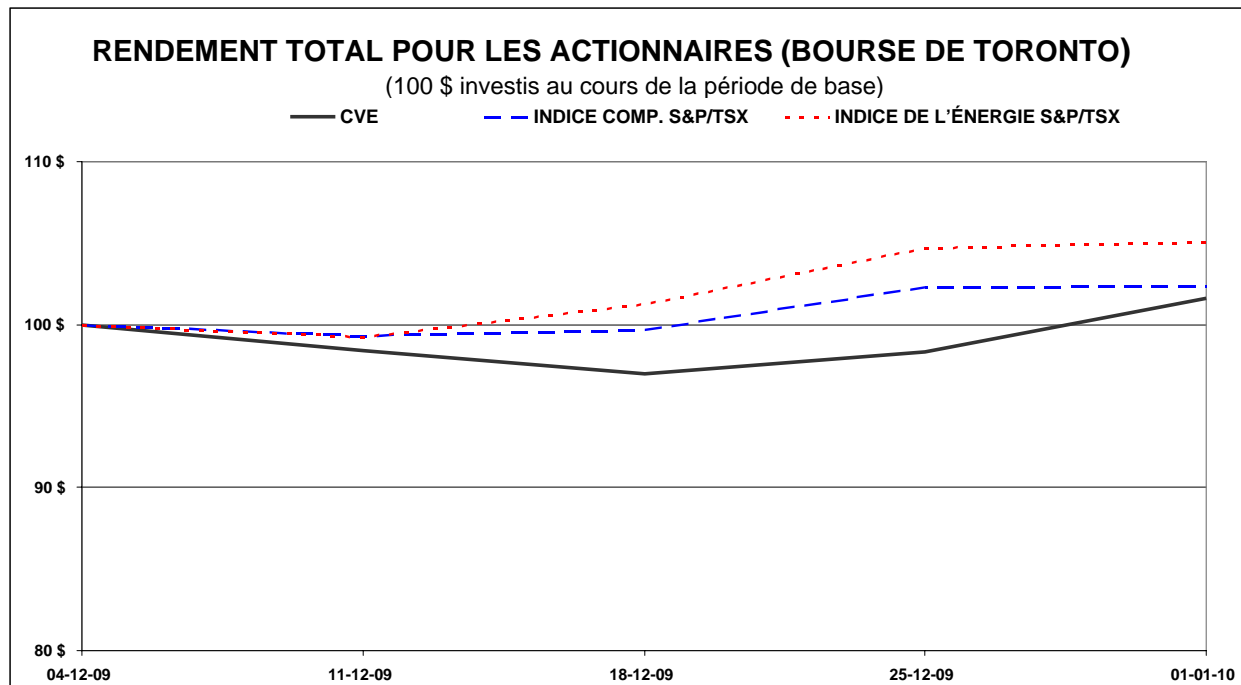
Nous croyons qu'il est important de faire correspondre étroitement les intérêts des membres de notre haute direction avec ceux de nos actionnaires et une façon clé d'y parvenir consiste à exiger que les membres de notre haute direction conservent certains avoirs minimums en actions ordinaires. Par conséquent, notre comité RHR a approuvé les lignes directrices suivantes concernant la propriété d'actions ordinaires en décembre 2009 :

Président et chef de la direction	4 fois le salaire de base annuel
Autres membres de la haute direction	2 fois le salaire de base annuel

Les membres de la haute direction qui détenaient des postes de haute direction auprès d'EnCana sont tenus de respecter ces lignes directrices en matière de propriété d'actions ordinaires d'ici le 1^{er} décembre 2012. Dans le cas des nouveaux membres de la haute direction nommés au moment de la réalisation avec succès de l'arrangement au cours d'années ultérieures, le respect des lignes directrices en matière de propriété d'actions ordinaires sera requis dans un délai de cinq ans de leur nomination à titre de membre de la haute direction. Les membres de la haute direction nouvellement nommés au moment de la réalisation avec succès de l'arrangement ont jusqu'au 1^{er} décembre 2014 pour respecter ces lignes directrices.

Graphique de rendement

Le graphique suivant compare le rendement total cumulatif pour les actionnaires de Cenovus à la Bourse de Toronto d'un placement de 100 \$ dans les actions ordinaires (en supposant le réinvestissement des dividendes) au cours de la période où des actions ordinaires ont été négociées à la Bourse de Toronto en décembre 2009.



Les actions de Cenovus ont commencé à être négociées de façon régulière à la Bourse de Toronto le 3 décembre 2009. Par conséquent, nous ne sommes pas en mesure de déterminer à cette étape très précoce la tendance que suivra la rémunération des membres de notre haute direction si on la compare au rendement total pour les actionnaires en décembre 2009, ainsi que le démontre le graphique de rendement.

Tableaux

Les montants dans les tableaux suivants sont déclarés en dollars américains. Puisque les montants sont payés en dollars canadiens, nous avons converti les montants en dollars américains au moyen du taux de change de 1,00 \$ CA = 0,9555 \$ US, soit le taux de change des dollars canadiens en dollars américains le 31 décembre 2009 fondé sur le taux de change acheteur quotidien à midi publié par la Banque du Canada.

Tableau sommaire de la rémunération

Cenovus a entrepris ses activités indépendantes le 1^{er} décembre 2009. La rémunération gagnée en décembre 2009 par le président et chef de la direction et le vice-président directeur et chef des finances, en leur capacité de membres de la haute direction de Cenovus, exposée dans l'analyse de la rémunération est résumée dans le tableau suivant :

Nom et poste principal ¹⁾	Exercice	Salaire (\$)	Rémunération en vertu d'un régime incitatif autre qu'à base d'actions	Valeur du régime de retraite ²⁾ (\$)	Toute autre forme de rémunération ³⁾ (\$)	Rémunération totale (\$)
			Régimes incitatifs annuels (\$)			
Brian C. Ferguson Président et chef de la direction	2009	71 662	119 438 ⁴⁾	33 421	7 195	231 716
Ivor M. Ruste Vice-président directeur et chef des finances	2009	35 831	62 440 ⁴⁾	2 867	5 117	106 255

Notes :

- 1) Aucun autre membre de la haute direction de Cenovus n'a reçu une rémunération totale (à l'exclusion de la valeur du régime de retraite) pour décembre 2009 supérieure à 150 000 \$ pour ses fonctions à titre de membre de la haute direction de Cenovus.
- 2) La valeur du régime de retraite représente la variation d'éléments rémunérateurs du 30 novembre 2009 au 31 décembre 2009 indiquée dans la colonne Variation des éléments rémunérateurs du tableau du régime de retraite à prestations déterminées ou dans le tableau du régime de retraite à cotisations déterminées, le cas échéant.
- 3) Toute autre forme de rémunération représente l'allocation annuelle de M. Ferguson et de M. Ruste et les cotisations correspondantes de la société au régime de placement pour décembre 2009. Cenovus n'a versé aucune autre rémunération en 2009 à M. Ferguson et à M. Ruste.
- 4) Les primes des régimes incitatifs annuels comprennent le montant des primes annuelles versées à M. Ferguson et à M. Ruste qui ont été gagnées en leur capacité de membres de la haute direction de Cenovus pour le mois de décembre 2009. Ces montants ont été versés partiellement en espèces et partiellement sous forme de DVAD aux termes du régime de DVAD.

Attributions à base d'options en cours

Le tableau suivant indique les attributions à base d'options en cours au 31 décembre 2009. Il n'y a aucune attribution à base d'actions en cours.

Nom	Nombre de titres sous- jacents aux options non levées ¹⁾ (#)	Date d'attribution des options de remplacement de Cenovus	Date d'attribution initiale	Prix de levée des options ²⁾ (\$ CA)	Date d'expiration des options	Valeur des options dans le cours non levées ³⁾ (\$ US)
Brian C. Ferguson	80 000	30 novembre 2009	13 février 2006	22,91	13 février 2011	274 420
	134 250	30 novembre 2009	13 février 2007	26,64	13 février 2012	0
	138 750	30 novembre 2009	13 février 2008	32,96	13 février 2013	0
	150 000	30 novembre 2009	11 février 2009	26,27	11 février 2014	32 965
Ivor M. Ruste	50 000	30 novembre 2009	1 ^{er} mai 2006	26,54	1 ^{er} mai 2011	0
	67 125	30 novembre 2009	13 février 2007	26,64	13 février 2012	0
	69 375	30 novembre 2009	13 février 2008	32,96	13 février 2013	0
	90 000	30 novembre 2009	11 février 2009	26,27	11 février 2014	19 779

Notes :

- 1) Le nombre de titres sous-jacents aux options non levées comprend les options d'achat d'actions qui sont acquises et les options qui ne le sont pas encore. Dans le cas des attributions d'options d'achat d'actions de 2007, de 2008 et de 2009, les options de remplacement de Cenovus attribuées en fonction du rendement qui ne sont pas acquises au cours d'un exercice donné seront annulées et déduites des montants indiqués dans ce tableau.

- 2) Le prix de levée des options d'achat d'actions d'EnCana détenues auparavant a été rajusté, comme le requiert le régime d'options d'achat à l'intention des employés clés d'EnCana, au moyen d'une formule fondée sur le cours moyen pondéré en fonction du volume sur un jour d'une action ordinaire d'EnCana (négociée à la Bourse de Toronto avant l'arrangement) de la nouvelle EnCana (négociée à la Bourse de Toronto sous réserve de son émission) et de Cenovus (négociée à la Bourse de Toronto sous réserve de son émission) le 2 décembre 2009.
- 3) La valeur des options dans le cours non levées se fonde sur le cours de clôture des actions ordinaires à la Bourse de Toronto le 31 décembre 2009, qui était de 26,50 \$ CA.

Attributions aux termes d'un régime incitatif – valeur à l'acquisition des droits ou valeur gagnée au cours de l'exercice

Le tableau suivant fournit la valeur de la rémunération aux termes d'un régime incitatif autre qu'en actions qui était gagnée en décembre 2009. Aucune attribution à base d'options ou d'actions n'a été acquise au cours de décembre 2009.

Nom	Rémunération aux termes d'un régime incitatif autre qu'à base d'actions – valeur gagnée au cours de l'exercice ¹⁾ (\$)
Brian C. Ferguson	119 438
Ivor M. Ruste	62 440

Note :

- 1) La rémunération aux termes d'un régime incitatif autre qu'à base d'actions comprend le montant des primes annuelles versées à M. Ferguson et à M. Ruste qu'ils ont gagnées à titre de membres de la haute direction de Cenovus pour le mois de décembre 2009. Ces montants ont été versés en partie en espèces et en partie sous forme d'une attribution de DVAD aux termes du régime de DVAD.

Tableau du régime de retraite à prestations déterminées

Le tableau suivant indique les prestations annuelles estimatives, les obligations accumulées au titre des prestations de retraite et les variations des éléments rémunérateurs et non rémunérateurs aux termes du régime à PD.

Nom	Nombre d'années de service décomptées (#)	Prestations annuelles payables (\$)		Obligation accumulée au début de l'exercice ¹⁾ (\$)	Variation des éléments rémunéra- toires ²⁾ (\$)	Variation des éléments non rémunéra- toires ³⁾ (\$)	Obligation accumulée à la fin de l'exercice (\$)
		À la fin de l'exercice	À 65 ans				
Brian C. Ferguson	27,25 ⁴⁾	379 967	548 509	9 649 835 ⁵⁾	33 421	(337 671)	9 345 585 ⁶⁾

Notes :

- 1) L'obligation accumulée au début de l'exercice est au 30 novembre 2009 et est établie au moyen de la même méthodologie et des mêmes hypothèses décrites dans la lettre d'information comptable sur le régime de retraite tenant compte de la scission de la société et d'EnCana.
- 2) Comprend le coût des prestations au titre des services rendus déduction faite des cotisations des employés majoré de la différence entre les gains réels et les gains estimatifs.
- 3) Comprend l'intérêt sur l'obligation accumulée au 30 novembre 2009, les cotisations des employés plus les variations du taux d'actualisation et des taux de change et autres facteurs nets au 31 décembre 2009.
- 4) Comprend trois années de service supplémentaires attribuées aux termes d'un contrat individuel.
- 5) Comprend l'obligation supplémentaire de 4 452 253 \$ découlant de la nomination de M. Ferguson à titre de président et de chef de la direction (et de la modification de son salaire de base et d'un droit à une prime aux fins de son inclusion dans les prestations de retraite). Comprend également un solde de compte de cotisations facultatives de 51 833 \$ au 30 novembre 2009, ce qui représente la valeur accumulée des cotisations facultatives versées par les employés en vue de l'achat de prestations de retraite à PD facultatives.
- 6) Comprend un solde de compte de cotisations facultatives de 53 815 \$ au 31 décembre 2009, ce qui représente la valeur accumulée des cotisations facultatives versées par les employés en vue de l'achat de prestations de pension à PD facultatives.

Tableau du régime de retraite à cotisations déterminées

Le tableau suivant présente la variation de la valeur des avoirs dans le régime à CD au cours de 2009.

Nom	Valeur accumulée au début de l'exercice (\$)	Variation des éléments rémunérateurs (\$)	Variation des éléments non rémunérateurs¹⁾ (\$)	Valeur accumulée en fin d'exercice (\$)
Ivor M. Ruste	119 340	2 867	2 909	125 116

Note :

1) Comprend les gains sur placement au cours de 2009.

Contrats de travail et ententes en matière d'indemnité de départ et en cas de changement de contrôle

Cenovus a conclu des ententes en cas de changement de contrôle avec les membres de notre haute direction. En outre, ceux-ci reçoivent le même traitement que les autres employés au moment d'un changement de contrôle en ce qui concerne l'acquisition d'une partie de leurs options d'achat d'actions de remplacement, ainsi qu'il est précisé expressément dans les conventions d'attribution d'options d'achat d'actions de remplacement. Cenovus n'a conclu aucun autre contrat de travail ni aucune entente en matière d'indemnité de départ avec les membres de notre haute direction.

Les ententes en cas de changement de contrôle qui ont été conclues avec les membres de notre haute direction prévoient un mécanisme de « deux événements déclencheurs » pour le paiement de prestations de départ. D'abord, un changement de contrôle, au sens de l'entente, doit survenir. En second lieu, l'emploi du membre de la haute direction doit prendre fin (autrement qu'en raison d'un motif valable, d'une invalidité, d'un départ à la retraite ou d'un décès), ce qui comprendrait la démission du membre de la haute direction pour certains motifs déterminés comme un changement des responsabilités ou une réduction des salaires et des avantages sociaux.

Les modalités des ententes en cas de changement de contrôle prévoient les prestations de départ suivantes si les deux éléments déclencheurs se produisent (changement de contrôle et cessation d'emploi) :

- Le versement d'une indemnité de départ forfaitaire représentant le montant du salaire de base et des primes, pour une période de 36 mois pour notre président et chef de la direction et pour une période de 24 mois pour les autres membres de notre haute direction. La prime est établie en fonction de la moyenne des primes versées aux membres de la haute direction au cours de la période des cinq années précédente, lesquelles, dans le cas de nos membres de la haute direction, tiendraient compte des attributions aux termes du programme de récompense du rendement élevé versées alors qu'ils travaillaient pour EnCana.
- Le maintien des prestations du régime d'assurance médicale et dentaire pour une période de 36 mois dans le cas de notre président et chef de la direction et pour une période de 24 mois dans le cas des autres membres de notre haute direction.
- La totalité des options d'achat d'actions comportant des restrictions temporelles et 50 pour cent des options d'achat d'actions de remplacement liées au rendement sont acquises immédiatement et peuvent être levées, pour une période de 36 mois dans le cas de notre président et chef de la direction et pour une période de 24 mois dans le cas des autres membres de notre haute direction. La tranche restante de 50 pour cent des options d'achat d'actions de remplacement liées au rendement est acquise lorsque les critères de rendement déterminés indiqués dans les conventions d'attribution visant les options d'achat d'actions de remplacement sont respectés.

- Les prestations de retraite continuent de s'accumuler pendant une période de 36 mois dans le cas de notre président et chef de la direction et de 24 mois dans le cas des autres membres de notre haute direction.

Suivant les modalités des conventions d'attribution d'options de remplacement de Cenovus, au moment d'un changement de contrôle, tous les autres titulaires d'options feraient l'acquisition immédiate des options de remplacement de Cenovus assorties de restrictions temporelles et de 50 pour cent des options de remplacement de Cenovus liées au rendement.

Tableau des indemnités en cas de changement de contrôle

Le tableau suivant indique les montants qui seraient payables à notre président et chef de la direction et à notre vice-président directeur et chef des finances si un changement de contrôle était survenu le 31 décembre 2009 et, dans le cas des ententes en cas d'un changement de contrôle, si leur emploi avait pris fin en raison du changement de contrôle le 31 décembre 2009.

Nom	Ententes relatives aux primes incitatives à long terme	Ententes en cas de changement de contrôle						
		Valeur des PILT acquises pouvant être levées ¹⁾	Indemnité de départ en espèces	Régime incitatif annuel ²⁾	Valeur des PILT acquises pouvant être levées ¹⁾	Prestations de retraite	Autres formes de rémunération et avantages ³⁾	Total
Brian C. Ferguson		21 977	2 579 850	2 256 980	21 977	5 087 764 ⁴⁾	259 020	10 205 591
Ivor M. Ruste		13 186	859 950	799 621	13 186	96 314 ⁵⁾	122 808	1 891 879

Notes :

- 1) La valeur des PILT acquises pouvant être levées est calculée en multipliant le nombre d'options qui sont acquises ou qui le seraient au moment d'un changement de contrôle par la différence entre le prix d'attribution et 26,50 \$ CA, soit le cours de clôture d'une action ordinaire le 31 décembre 2009.
- 2) Les primes aux termes du régime incitatif annuel sont calculées en fonction de la moyenne des primes versées à M. Ferguson au cours de la période des cinq années précédente et à M. Ruste au cours de la période des quatre années précédente (M. Ruste a quatre années de service antérieures), lesquelles, dans le cas des membres de notre haute direction, tiendront compte des attributions aux termes du programme de récompense du rendement élevé versées alors qu'ils travaillaient pour EnCana. La moyenne est ensuite appliquée à une période de 36 mois dans le cas de M. Ferguson et à une période de 24 mois dans le cas de M. Ruste.
- 3) La valeur des autres formes de rémunération et avantages est le montant indiqué dans la colonne intitulée « Autres formes de rémunération » du tableau sommaire de la rémunération multiplié par 36 dans le cas de M. Ferguson et par 24 dans le cas de M. Ruste.
- 4) Le calcul des gains ouvrant droit à pension moyens annuels sur cinq ans de M. Ferguson se fonde sur son salaire annuel de base majoré d'une prime (67 pour cent du salaire). Le facteur de réduction en cas de retraite anticipée applicable aux termes du régime de retraite complémentaire canadien de Cenovus Energy Inc. est calculé à l'âge qu'il aurait atteint le 31 décembre 2012. Cette valeur de rente supplémentaire en somme forfaitaire correspond à la différence entre les valeurs actualisées actuarielles des prestations de retraite accumulées de M. Ferguson, ainsi modifiées, moins les prestations de retraite accumulées, non modifiées, en utilisant la valeur de rachat prévue dans le régime à PD au 31 décembre 2009. Les taux d'actualisation utilisés sont de 3,9 pour cent pendant dix ans et de 5,4 pour cent par la suite.
- 5) Cette valeur de rente supplémentaire en somme forfaitaire correspond à huit pour cent de deux fois son salaire de base annuel plus les primes (40 pour cent du salaire).

Rémunération des administrateurs

En décembre 2009, la rémunération devant être versée à nos administrateurs non salariés a été établie suivant un examen des éléments et du niveau de la rémunération des administrateurs de sociétés de taille et d'envergure comparables à celles de Cenovus. Notre président et chef de la direction ne reçoit aucune rémunération pour ses fonctions d'administrateur de Cenovus.

Rémunération

Chaque administrateur non salarié de notre conseil se voit verser un acompte sur rémunération annuelle de 28 665 \$ par année. L'acompte sur rémunération est acquitté en versements trimestriels et en proportion pour les mandats partiels. Pour chaque réunion du conseil (à l'exclusion de notre réunion de constitution annuelle pour laquelle aucun jeton de présence n'est payable), un jeton de présence de 1 433 \$ est payé à chaque administrateur non salarié qui y participe en personne ou par téléphone. Dans le cas de chaque réunion d'un comité du conseil, un jeton de présence de 1 433 \$ est payé à chaque membre du comité qui y participe en personne ou par téléphone.

Chaque administrateur non salarié se voit rembourser ses frais de déplacement et autres qu'il engage pour assister aux réunions du conseil ou d'un comité. En outre, pour chaque réunion du conseil si l'administrateur réside habituellement à l'extérieur de l'ouest du Canada ou lorsque l'emplacement d'une réunion du conseil ou d'un comité du conseil est à l'extérieur de l'ouest du Canada et à l'extérieur du lieu de résidence de l'administrateur, un jeton de présence supplémentaire correspondant au jeton de présence habituel est versé à l'administrateur.

Le président de chaque comité du conseil reçoit une rémunération supplémentaire de 7 166 \$ par année pour chaque comité qu'il préside. Le président du comité de vérification reçoit une rémunération supplémentaire de 7 166 \$ par année. Notre président du conseil non membre de la haute direction reçoit un acompte sur rémunération annuelle supplémentaire de 238 875 \$.

Droits à la valeur d'actions différés

Chaque administrateur non salarié reçoit une attribution annuelle de 7 500 DVAD aux termes du régime de droits à la valeur d'actions différés à l'intention des administrateurs de Cenovus Energy Inc. Cette attribution annuelle de DVAD est faite le 1^{er} janvier de chaque année, la première attribution étant le 1^{er} janvier 2010. Des équivalents en dividendes sont versés sous forme de DVAD supplémentaires qui correspondent aux dividendes déclarés sur les actions ordinaires. Les administrateurs nouvellement nommés ou élus reçoivent leur attribution initiale de DVAD lorsqu'ils commencent à siéger au conseil. Nous donnons également le choix à nos administrateurs non salariés d'obtenir la totalité ou une partie de leur acompte sur rémunération annuelle et les jetons de présence sous forme de DVAD.

Les DVAD sont acquis lorsqu'ils sont crédités au compte de l'administrateur. Les DVAD ne peuvent être rachetés que lorsque l'administrateur quitte Cenovus, que ce soit par suite de sa démission, de la cessation de son mandat ou de son départ à la retraite. À son départ, l'administrateur doit faire racheter les DVAD dans son compte au plus tard le 15 décembre de la première année civile après l'année de son départ à titre d'administrateur. La valeur des DVAD qui peuvent être rachetés correspond au nombre de DVAD du compte de l'administrateur à la date de rachat multiplié par le cours de clôture d'une action ordinaire le jour précédant la date de rachat. Ce montant est versé à l'administrateur en espèces après déduction de l'impôt.

Aux termes de l'arrangement, les DVAD d'EnCana que détenaient des administrateurs de Cenovus ont été échangés contre des DVAD de Cenovus. La juste valeur des DVAD de Cenovus crédités à chaque administrateur était fondée sur la juste valeur au marché des actions ordinaires de Cenovus par rapport aux actions ordinaires d'EnCana avant la date d'entrée en vigueur de l'arrangement.

Lignes directrices sur la propriété d'actions

En décembre 2009, nous avons mis en application des lignes directrices sur la propriété d'actions à l'intention de nos administrateurs non salariés. Chaque administrateur (à l'exclusion du président de notre conseil non membre de la haute direction) est tenu d'être propriétaire véritable d'actions avec droit de vote de Cenovus, qui peuvent comprendre les avoirs en DVAD, d'une valeur d'au moins 477 750 \$ calculée en fonction du cours de clôture des actions ordinaires. Le président de notre conseil non membre de la direction est tenu d'être propriétaire véritable d'actions de Cenovus, y compris de DVAD, d'une valeur au moins égale à 955 500 \$ calculée en fonction du cours des actions ordinaires. Chaque administrateur est tenu de respecter les lignes directrices sur la propriété d'actions à la plus tardive des dates suivantes : le 1^{er} décembre 2014 ou dans un délai de cinq ans après que l'administrateur a commencé à siéger au conseil.

Tableau de la rémunération des administrateurs

Le tableau suivant résume la rémunération annuelle que Cenovus a versée à nos administrateurs du 30 novembre 2009 au 31 décembre 2009.

Nom	Rémunération gagnée (\$)	Toute autre forme de rémunération¹⁾ (\$)	Total (\$)
Ralph S. Cunningham	7 416	1 433	8 849
Patrick D. Daniel	9 472	0	9 472
Ian W. Delaney	7 416	1 433	8 849
Michael A. Grandin	30 188	0	30 188
Valerie A.A. Nielsen	8 226	0	8 226
Charles M. Rampacek	6 792	1 433	8 226
Colin Taylor	8 226	1 433	9 659
Wayne G. Thomson	7 416	0	7 416

Note :

1) Représente les frais de déplacement versés aux administrateurs, le cas échéant.

COMITÉ DE VÉRIFICATION

Le texte intégral du mandat du comité de vérification est joint à l'annexe C de la présente notice annuelle.

Composition du comité de vérification

Le comité de vérification se compose de trois membres, qui sont tous indépendants et ont tous des connaissances financières conformément aux définitions prévues dans le *Règlement 52-110 sur les comités de vérification* (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 de vérification figurent ci-après.

Patrick D. Daniel (président du comité de vérification)

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 de distribution d'énergie), ainsi qu'administrateur de plusieurs filiales d'Enbridge. Il est un ancien administrateur et membre du comité de vérification 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. (extraction de sables bitumineux) acquise en août 2008 par Total E&P Canada Ltd.

Valerie A.A. Nielsen

M^{me} 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 dans le secteur pétrolier et gazier et/ou a fourni des services-conseils dans le secteur. Elle a également suivi divers cours universitaires en finance et en comptabilité. De 1986 à 2002, M^{me} 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 a également été administratrice de la Banque du Canada. Elle est administratrice du Fonds de revenu Wajax (société 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 de vérification.

Colin Taylor (expert financier)

M. Taylor est comptable agréé ainsi que membre et Fellow de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario. 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 associé directeur général et, par la suite, celles de conseiller principal chez Deloitte & Touche s.r.l. 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 du comité de vérification ne figure pas dans la liste précédente.

Politiques et procédures d'approbation préalable

Nous avons adopté des politiques et des procédures en ce qui concerne l'approbation préalable des services de vérification et des services non liés à la vérification autorisés que doit fournir PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. Le comité de vérification a établi un budget en ce qui a trait à la prestation d'une liste déterminée de services de vérification et de services non liés à la vérification 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. Le budget vise en général la période entre l'adoption du budget et la réunion suivante du comité de vérification mais, il peut viser une période plus longue ou plus courte, selon ce que décide le comité à son gré. La liste des services comporte suffisamment de détails sur les services précis qui doivent être fournis pour garantir i) que le comité de vérification 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 de vérification a délégué à son président (ou si le président n'est pas disponible, à un autre membre du comité de vérification) 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 de vérification, 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 de vérification 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 de vérification 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 de vérification et ii) ne peuvent être supérieurs à 50 000 \$ CA dans le cas des autorisations préalables de tout autre membre du comité de vérification.

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 de vérification soit aux termes du pouvoir délégué. Les services interdits ne peuvent être approuvés au préalable par le comité de vérification ni aux termes du pouvoir délégué.

Honoraires en contrepartie des services du vérificateur externe

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.

Nous n'avons pas invoqué l'exception à l'égard des services de valeur minimale (*de minimus*) prévue par le sous-alinéa (c)(7)(i)(C) de la Règle 2-01 du Règlement S-X de la SEC en 2009.

ÉNONCÉS DES PRATIQUES EN MATIÈRE DE GOUVERNANCE

Cenovus et le conseil s'engagent à respecter les normes les plus élevées de gouvernance. Nous maintenons des pratiques de gouvernance pertinentes que nous estimons essentielles pour l'obtention d'une valeur à long terme pour les actionnaires. Nous évaluons nos pratiques et les mettons sans cesse à jour; nous estimons avoir un régime de gouvernance de premier plan afin de veiller à bien protéger les intérêts des actionnaires.

Les autorités canadiennes en valeurs mobilières de toutes les provinces et de tous les territoires du Canada (collectivement, les « ACVM ») ont adopté l'*Instruction générale 58-201 relative à la gouvernance* (l'« IG 58-201 »), qui est entrée en vigueur le 30 juin 2005, et le *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance* (le « Règlement 58-101 » et la Norme canadienne 58-101 ailleurs qu'au Québec), qui est entré en vigueur le 30 juin 2005 et a été modifié le 31 décembre 2007 et le 17 mars 2008. La communication de l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance est obligatoire aux termes du Règlement 58-101.

Pour ce qui est des États-Unis, nous sommes tenus de respecter les dispositions de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*, les règles adoptées par la SEC aux termes de cette loi et les règles en matière de gouvernance adoptées par la NYSE, qui s'appliquent dans chaque cas aux émetteurs étrangers. La plupart des normes de gouvernance adoptées par la NYSE ne sont pas obligatoires pour Cenovus puisqu'elle n'est pas une société américaine, mais nous serons toutefois tenus de communiquer les différences importantes entre nos pratiques de gouvernance et les exigences applicables aux sociétés américaines inscrites à la cote de la NYSE aux termes des normes de gouvernance d'entreprise adoptées par cette dernière. À l'exception de ce qui est résumé sur notre site Web, www.cenovus.com, nous respectons les normes de gouvernance de la NYSE à tous les égards importants.

Notre conseil et ses comités évaluent et améliorent constamment nos pratiques de gouvernance en tenant compte de l'évolution de la réglementation au Canada et aux États-Unis en ce qui concerne la gouvernance, la reddition des comptes et la transparence de l'information communiquée par les sociétés ouvertes.

L'énoncé suivant de nos pratiques en matière de gouvernance a été rédigé conformément à l'Annexe 58-101A1 du Règlement 58-101. Il contient également des commentaires concernant certaines dispositions applicables de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*, des règles connexes de la SEC, des règles adoptées par la NYSE et des règles canadiennes sur le comité de vérification aux termes du Règlement 52-110. Notre processus de gouvernance respecte ou surpasse les pratiques exemplaires énoncées par l'IG 58-201.

Conseil d'administration

Indépendance

À l'heure actuelle, notre conseil se compose de neuf administrateurs, dont huit sont des administrateurs indépendants. M. Ferguson, notre président et chef de la direction, est le seul membre de notre conseil à être membre de notre direction. Le reste des administrateurs sont des administrateurs indépendants puisqu'ils n'ont avec nous aucun lien important, direct ou indirect, dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il entrave l'exercice du jugement indépendant d'un membre.

Notre conseil est chargé de déterminer si chaque administrateur est indépendant ou non au sens donné à ce terme dans le Règlement 58-101. Pour appliquer cette définition, notre conseil évalue tous les liens qu'ont les administrateurs avec nous, y compris les relations d'affaires, familiales et autres.

Aux termes de nos règlements, une personne ne peut cumuler les fonctions de président du conseil et de chef de la direction, sauf dans des cas très restreints. Le président du conseil est tenu de veiller à ce que le conseil soit adéquatement organisé, qu'il fonctionne efficacement et qu'il s'acquitte de ses obligations et de ses responsabilités, y compris celles visant la gouvernance.

Vote majoritaire en faveur des administrateurs

Notre conseil a approuvé une politique obligeant un administrateur à remettre sa démission s'il reçoit plus de voix d'abstention que de voix en sa faveur à toute assemblée où les actionnaires votent sur l'élection incontestée des administrateurs. Notre conseil évaluera la démission et, en l'absence de circonstances particulières, l'acceptera tout en s'assurant d'une transition ordonnée. L'administrateur en cause ne participera plus aux délibérations des comités ou de notre conseil dès son offre de démission. Notre conseil prendra sa décision d'accepter ou de rejeter la démission dans les 90 jours. Notre conseil peut combler la vacance en conformité avec nos règlements et le droit des sociétés applicable.

Autres postes d'administrateurs

Notre conseil n'a pas adopté une politique formelle visant à limiter le nombre de conseils d'administration de sociétés auxquels nos administrateurs peuvent siéger. La liste des autres conseils d'administration des sociétés ouvertes auxquels siègent nos administrateurs est donnée à la rubrique « Administrateurs et membres de la haute direction — Expérience auprès d'autres émetteurs assujettis » dans la présente notice annuelle. Les administrateurs qui siègent ensemble à d'autres conseils d'administration sont M. Cunningham et M. Rampacek qui sont administrateurs d'Enterprise Products GP, LLC, le seul commandité d'Enterprise Products Partners, L.P. Nous sommes d'avis que cette interrelation entre les conseils d'administration n'a aucune incidence sur la capacité de ces administrateurs d'agir dans notre intérêt fondamental.

Mandat du conseil d'administration

La responsabilité fondamentale de notre conseil aux termes de son mandat (le « mandat du conseil ») sera de constituer une équipe de haute direction compétente et de superviser la gestion de l'entreprise en vue d'optimiser la valeur du placement des actionnaires et d'assurer, au moyen d'un régime de gouvernance et de contrôle interne approprié, la bonne marche de l'entreprise d'une façon déontologique et légale. Le mandat du conseil énonce les responsabilités clés qui incombent à notre conseil en ce qui a trait à son administration et comprend les responsabilités principales suivantes. Le mandat du conseil figure à l'annexe D de la présente notice annuelle.

Supervision de la direction

Notre conseil a la responsabilité de nommer le chef de la direction et de superviser son rendement en fonction d'un ensemble d'objectifs de la société convenus visant à maximiser la valeur du placement des actionnaires. Le comité RHR transmet à notre conseil des recommandations relativement à la planification de la relève, au perfectionnement des membres de la haute direction et au rendement de la direction en fonction de l'atteinte de ses objectifs annuels. Le comité RHR se compose exclusivement d'administrateurs indépendants. Chaque année, le comité RHR mesure le rendement de la direction et sa rémunération globale en fonction de l'ensemble des objectifs établis tant dans notre budget annuel que dans notre plan stratégique. Notre conseil appuie l'engagement de la direction envers la formation et le perfectionnement de tous les employés.

Notre plan stratégique

Notre conseil est chargé de réviser et d'approuver notre plan stratégique chaque année. La révision annuelle de la stratégie comporte la définition des objectifs clés du plan stratégique, ainsi que des objectifs financiers et d'exploitation quantifiables, de même que celle des systèmes de reconnaissance, de contrôle et de réduction des principaux risques commerciaux. Notre conseil examine tous les documents ayant trait au plan stratégique, en discute avec la direction et, tout au long de l'année, reçoit de celle-ci une mise à jour de l'information concernant le plan stratégique. La direction est tenue d'obtenir l'approbation de notre conseil pour toute opération qui pourrait avoir une incidence importante sur notre plan stratégique.

Gestion du risque

Notre conseil est chargé de s'assurer qu'un système est mis en place pour repérer les principaux risques qui nous touchent, dont les risques liés à l'exploitation, et de surveiller le processus de gestion de ces risques. Le comité de vérification révisé et approuve les principaux risques financiers recensés par la direction et tiendra des réunions régulièrement pour examiner des rapports et discuter des risques importants avec les vérificateurs internes et externes. En outre, notre conseil s'assure qu'il existe un système approprié de contrôle interne.

Communications

Notre conseil est chargé d'approuver une ou des politiques de communications assurant la mise en place d'un système de communications entre l'entreprise et les parties intéressées, notamment des moyens de communication systématiques, transparents et continus, diffusant l'information en temps voulu et permettant facilement aux parties intéressées de faire part de leurs impressions.

Nous fournissons des renseignements détaillés sur notre entreprise et nos résultats financiers et d'exploitation conformément à nos obligations d'information continue prévues en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables. Nos communiqués de presse et autres documents obligatoires doivent être déposés dans la banque de données électroniques gérée par les ACVM sous le nom de « SEDAR » à l'adresse www.sedar.com ainsi que dans celle gérée par la SEC sous le nom de « EDGAR » à l'adresse www.sec.gov.

Notre conseil reçoit régulièrement des rapports sur les principales questions touchant les moyens de communication. Les procédures pour faciliter la communication de leurs impressions par les actionnaires comprendront les moyens suivants :

- a) les actionnaires peuvent envoyer leurs commentaires par courriel à l'adresse électronique investor.relations@cenovus.com;
- b) une ligne d'assistance confidentielle et, s'il est souhaitable, anonyme, en matière de déontologie pour signaler toute préoccupation à cet égard au numéro 1-877-445-3222 ou par correspondance à nos bureaux administratifs à l'adresse suivante : P.O. Box 766, 421 – 7 Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 0M5;
- c) l'agent des transferts de Cenovus, la Compagnie Trust CIBC Mellon, a un site Web (www.cibcmellon.com) et un numéro de téléphone sans frais (1-800-387-0825) pour aider les actionnaires.

Attentes à l'égard des administrateurs

Le mandat du conseil établit également les attentes à l'égard des administrateurs ainsi que leurs fonctions dans l'entreprise, notamment l'attente selon laquelle ils sont tenus d'assister à toutes les réunions et l'obligation de veiller à ce que les documents du conseil soient distribués à tous les administrateurs suffisamment tôt avant les réunions ordinaires pour que ces derniers puissent les examiner. Notre conseil a un code de déontologie à l'intention des administrateurs, des dirigeants, des employés, des entrepreneurs et des conseillers et veille à ce qu'il soit respecté et approuve toute dérogation à ce code de la part des dirigeants et des administrateurs.

Gouvernance

Notre conseil a la responsabilité de mettre sur pied un système de gouvernance adéquat, notamment des politiques et des pratiques lui permettant de fonctionner indépendamment de la direction et assurant que des procédures sont en place pour traiter toutes les questions d'ordre réglementaire ou administratif, ou relevant du domaine des valeurs mobilières ou de la conformité qui s'appliquent.

Descriptions des postes

Nous avons instauré des lignes directrices écrites à l'égard du président et chef de la direction, du président de notre conseil et du président de chacun des comités, qu'il est possible de consulter sur notre site Web www.cenovus.com. Notre conseil est responsable de la surveillance du rendement du chef de la direction en fonction d'objectifs d'entreprise convenus conjointement qui visent à maximiser la valeur du placement des actionnaires. Dans le cadre de ce processus, le comité RHR analyse et approuve les objectifs et les cibles de l'entreprise pertinents à l'établissement de la rémunération du président et chef de la direction et évalue le rendement de ce dernier en fonction de tels objectifs. Notre conseil a établi clairement les limites du pouvoir de la direction.

Orientation et formation continue des administrateurs

Le comité des candidatures et de la gouvernance de notre conseil (le « comité CG ») est chargé d'établir des procédures d'orientation et de formation des nouveaux membres du conseil en ce qui a trait à leur rôle et à leurs responsabilités ainsi que d'offrir une formation continue aux membres actuels de notre conseil. Nous avons instauré un programme structuré destiné aux nouveaux administrateurs qui comprend une série d'entrevues et de séances d'orientation avec les membres de la haute direction et des visites des lieux des principales propriétés productrices et zones d'activité organisées par le personnel principal affecté à l'exploitation et le personnel de la haute direction de la division respective. Dans le cadre de l'orientation officielle, les nouveaux administrateurs recevront une trousse de renseignements comprenant nos documents de planification stratégique, le manuel d'information des administrateurs, les documents d'information récemment publiés et un document d'information sur les sociétés comparables rédigé par des tiers indépendants. Outre le programme structuré, les nouveaux membres de notre conseil sont incités à effectuer leurs propres contrôles diligents au moyen de réunions indépendantes avec le président de notre conseil, le président et chef de la direction ou tout autre administrateur.

Nous donnons à tous les administrateurs l'occasion, par des séances de formation continue, d'améliorer leurs habiletés et de mettre à jour leurs connaissances du contexte commercial dans lequel nous évoluons.

Outre les programmes permanents internes de formation continue, les administrateurs peuvent assister à d'autres programmes de formation externes qui peuvent les aider dans leur formation d'administrateur. Tous ces programmes externes seront approuvés par le président de notre conseil.

Éthique commerciale

Nous avons adopté une série de principes directeurs et de valeurs indiquant les fondements selon lesquels nous comptons exercer nos activités comme entreprise dotée de principes rigoureux et visant un rendement élevé. Ces principes et valeurs, conjugués à notre politique de responsabilité d'entreprise, déterminent notre engagement à exercer nos activités conformément à la déontologie et aux lois. Afin d'offrir d'autres lignes directrices à cet égard, nous avons créé un code de conduite et d'éthique commerciales (le « code de conduite et d'éthique commerciales »).

Le code de conduite et d'éthique commerciales vise tous les dirigeants, employés, entrepreneurs, conseillers et administrateurs. Il fait particulièrement référence à la protection et au bon usage de nos actifs, aux transactions équitables avec nos parties intéressées, à la détection et à la prévention des fraudes, ainsi qu'au respect des lois et des règlements. Tous nos dirigeants, employés, entrepreneurs, conseillers et administrateurs seront priés d'étudier le code de conduite et d'éthique commerciales et de confirmer périodiquement qu'ils comprennent leurs responsabilités individuelles et se conforment aux dispositions de ce code.

Toute dérogation au code de conduite et d'éthique commerciales par un dirigeant ou un administrateur ne peut être approuvée que par notre conseil et sera communiquée sans délai aux actionnaires, comme l'exige la loi.

Nous avons établi une pratique d'enquête en vue de nous doter d'une procédure efficace, constante et adéquate selon laquelle tous les incidents pouvant éventuellement constituer des infractions à nos politiques ou pratiques ou aux lois, règlements, règles et politiques qui nous sont applicables sont dûment signalés, examinés, font l'objet d'enquête, sont consignés et dûment résolus. À cette fin, le comité des enquêtes mène, passe en revue et encadre les enquêtes. Le comité des enquêtes soumet également au comité de vérification les infractions se rapportant à la comptabilité, aux contrôles comptables internes et aux questions de vérification. Les comités visés de notre conseil, plus particulièrement le comité de vérification, reçoivent chaque trimestre une récapitulation faisant état de la nature et de la progression des enquêtes en cours et de la conclusion des enquêtes menées depuis le dernier compte rendu. Ces comités signaleront à notre conseil toute enquête importante ou d'envergure.

Nous avons mis à la disposition des parties intéressées une ligne d'assistance en matière de déontologie qui leur fournira un moyen supplémentaire de communiquer leurs préoccupations quant à la façon dont nous exerçons nos activités commerciales. Les préoccupations peuvent être communiquées oralement ou par écrit au moyen de la ligne d'assistance en matière de déontologie, elles pourront également être communiquées sous le couvert de l'anonymat ou de façon confidentielle. Toutes les préoccupations transmises au moyen de cette ligne d'assistance qui concernent des violations des politiques ou des pratiques sont traitées conformément à la pratique d'enquête. Chaque trimestre, un rapport des plaintes communiquées au moyen de cette ligne et qui respecte l'anonymat et la confidentialité est préparé et remis au comité correspondant de notre conseil à l'une de ses réunions régulières.

Outre les obligations prévues par la loi dévolues aux administrateurs en ce qui a trait aux règlements des questions de conflits d'intérêts, nous avons établi un protocole en vue d'aider notre équipe de direction dans sa gestion par anticipation des conflits d'intérêts éventuels qui pourraient avoir une incidence sur certains administrateurs. Le protocole exige d'un membre de l'équipe de haute direction qu'il confirme au chef de la direction l'existence d'un conflit d'intérêts éventuel chez un administrateur en particulier, qu'il en avise le président du conseil pour que ce dernier en informe au préalable l'administrateur visé, qu'il voit à exclure la partie des documents de référence écrits qui donnent lieu au conflit avant leur remise à l'administrateur visé avant la réunion et, à l'égard de ce point particulier, qu'il fasse une recommandation

directement à l'administrateur visé lui indiquant de s'abstenir de participer à la réunion ou de se dispenser d'y assister.

Nous avons établi une politique portant sur la communication de l'information, la confidentialité et les opérations effectuées par les employés qui régira le comportement de tous les membres du personnel, des entrepreneurs, des consultants et des administrateurs et des lignes directrices sur les opérations restreintes et les opérations d'initiés à l'intention des administrateurs et des membres de la haute direction.

Des lignes directrices générales concernant le président et chef de la direction ont été établies. Ces lignes directrices générales exigeront de ce dernier qu'il instaure une culture d'entreprise qui favorise des pratiques respectueuses de l'éthique et stimule l'intégrité personnelle et la responsabilité sociale.

Il est possible d'obtenir la politique de responsabilité d'entreprise, le code de conduite et d'éthique commerciales et les lignes directrices générales concernant le président et chef de la direction sur le site www.cenovus.com.

Nomination des administrateurs

Le comité CG comprend tous les administrateurs indépendants de notre conseil. Le comité CG a un mandat écrit qui définit sa raison d'être, notamment l'évaluation et la recommandation à notre conseil de nouveaux candidats au poste d'administrateur. Dans l'évaluation des nouveaux candidats, le comité CG vise un éventail suffisamment large de compétences, d'expertise et d'expérience afin de permettre à notre conseil d'exécuter son mandat et de fonctionner efficacement. Le comité CG reçoit des propositions de candidatures des administrateurs, du président et chef de la direction ainsi que d'organismes de placement professionnels et évalue ces propositions.

Le comité CG prend également en considération la taille appropriée de notre conseil pour l'année suivante et coordonne périodiquement l'évaluation de l'efficacité de notre conseil dans son ensemble, des comités de notre conseil et l'apport des membres individuels.

Le comité CG a également la responsabilité d'examiner et de signaler tous les aspects de gouvernance et de formuler à notre conseil ses recommandations d'améliorations à cet égard. Le comité CG est chargé de rédiger le présent énoncé des pratiques de gouvernance. Le comité CG observe les pratiques exemplaires des grandes sociétés canadiennes et américaines pour nous aider à respecter des normes élevées de gouvernance.

Le comité CG aura le pouvoir de retenir les services de tout cabinet de recrutement dont lui ou notre conseil a besoin pour trouver des candidats, ainsi que celui de mettre fin à ces services. Le comité CG peut avoir recours aux ressources externes qu'il juge souhaitables si la majorité de ses membres sont de cet avis.

Rémunération

Le comité RHR se compose exclusivement d'administrateurs indépendants. Le comité RHR a un mandat écrit qui définit ses responsabilités. Il est autorisé à engager des ressources externes s'il le juge souhaitable et a le pouvoir de retenir les services d'un conseiller pour procéder à l'évaluation de la rémunération des membres de la haute direction et de résilier son mandat.

Le comité RHR a deux fonctions principales :

- aider notre conseil à s'acquitter de ses responsabilités par l'analyse des questions relatives à la rémunération et aux ressources humaines en vue de réaliser notre stratégie commerciale et par des recommandations adressées à notre conseil selon les besoins. Le comité RHR est chargé d'analyser et d'approuver les objectifs d'entreprise se rapportant à la rémunération du président et chef de la direction, d'évaluer le rendement de ce dernier en fonction de ces objectifs et de formuler des recommandations à notre conseil en ce qui a trait à la rémunération du président et chef de la direction;
- aider notre conseil à s'acquitter de ses responsabilités fiduciaires en faisant l'analyse des questions relatives aux programmes de retraite ainsi qu'en surveillant la gestion de l'investissement de nos régimes d'épargne et de placement.

Notre conseil examine la justesse et la forme de la rémunération des administrateurs afin de s'assurer qu'elle reflète de façon réaliste les responsabilités et les risques que comporte la fonction d'administrateur. Le comité RHR recommande à notre conseil la rémunération des administrateurs et la rémunération du président de notre conseil qui ne fait pas partie de la direction.

Comité de vérification

Pour plus de précisions à propos de notre comité de vérification et pour consulter un exemplaire du mandat du comité de vérification, se reporter à la rubrique « Comité de vérification » dans la présente notice annuelle et à l'annexe C de la présente notice annuelle, respectivement.

Comité des réserves

Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants évaluent la totalité de nos réserves. Nous avons un comité des réserves de notre conseil (le « comité des réserves ») qui se compose exclusivement d'administrateurs indépendants. Le comité des réserves examine les compétences professionnelles et la nomination des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants, les procédures de communication de l'information aux évaluateurs et les estimations annuelles des réserves avant qu'elles soient communiquées au public.

Comité de la sécurité, de l'environnement et de la responsabilité

La fonction principale du comité SER est d'aider notre conseil dans l'exercice de ses fonctions de surveillance et de gouvernance en faisant l'analyse de nos politiques, normes et pratiques en matière de responsabilité d'entreprise, y compris en matière d'environnement, d'hygiène du travail, de sécurité et de conduite et d'éthique commerciales dans son ensemble, en faisant rapport et en formulant des recommandations au conseil à ces titres.

Évaluations du conseil

Nous avons établi des pratiques appropriées pour l'évaluation périodique de l'efficacité de notre conseil, de ses comités et de ses membres.

Le comité CG est chargé de l'évaluation de l'efficacité de notre conseil et de ses comités. Dans le cadre de ce processus, le président du comité CG rencontre périodiquement chaque administrateur en vue de discuter de l'efficacité de notre conseil, de ses comités et de chaque administrateur. Pour aider le président dans cette analyse, chaque administrateur est tenu de remplir une fois par année, sous le couvert

de l'anonymat, un questionnaire sur l'efficacité et, à intervalles réguliers, des formulaires d'évaluation de son rôle et de celui de ses collègues. On prévoit l'utilisation de questionnaires officiels détaillés sur le rendement tous les deux ans, et de formes abrégées, dans les années d'intervalle. L'évaluation comprendra une analyse des connaissances, des habiletés, de l'expérience et des apports significatifs d'un administrateur particulier.

Le vice-président du comité CG rencontre également le président du comité CG à intervalles réguliers pour passer en revue le rendement de ce dernier à titre de président du conseil, de président du comité CG et à titre de membre de notre conseil. Le comité CG évalue la pertinence des renseignements donnés aux administrateurs, de la communication entre notre conseil et la direction et de la procédure de notre conseil et de ses comités.

Le comité CG recommande à notre conseil les modifications éventuelles qui auraient pour effet d'augmenter le rendement de notre conseil en fonction des évaluations du comité CG.

Documents essentiels en matière de gouvernance

De nombreuses politiques et pratiques servent à promouvoir notre structure générale. Voici les documents essentiels en ce qui a trait à notre système de gouvernance, dont la version anglaise peut être consultée sur le site www.cenovus.com :

- Code de conduite et d'éthique commerciales
- Politique de responsabilité d'entreprise
- Mandat du conseil d'administration
- Lignes directrices générales concernant le président du conseil et les présidents de comités
- Lignes directrices générales concernant le président et chef de la direction
- Mandat du comité de vérification
- Mandat du comité des ressources humaines et de la rémunération
- Mandat du comité des candidatures et de gouvernance
- Mandat du comité des réserves
- Mandat du comité de la sécurité, de l'environnement et de la responsabilité

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

Le texte qui suit résume les droits, privilèges, restrictions et conditions qui sont rattachés aux actions ordinaires et aux actions privilégiées. Nous sommes autorisés à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires, un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et un nombre illimité d'actions privilégiées de deuxième rang. Au 31 décembre 2009, environ 751 millions d'actions ordinaires étaient en circulation, mais aucune action privilégiée n'avait été émise.

Actions ordinaires

Les porteurs des actions ordinaires ont le droit de recevoir des dividendes quand notre conseil en déclare. Les porteurs des actions ordinaires ont le droit de recevoir l'avis de convocation et d'assister à toutes les assemblées des actionnaires et ont droit à une voix par action ordinaire qu'ils détiennent à de telles assemblées. En cas de liquidation ou de dissolution ou d'une autre distribution de nos actifs entre les actionnaires aux fins de dissoudre nos affaires, les porteurs des actions ordinaires auront le droit de participer en proportion aux distributions de nos actifs.

Nous avons instauré un régime de droits des actionnaires qui a été adopté en vue de garantir, dans la mesure du possible, que tous nos actionnaires sont traités équitablement en cas d'offres publiques d'achat nous visant. 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 notre assemblée annuelle des actionnaires de 2012 et à toutes les trois assemblées annuelles par la suite jusqu'à son expiration.

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 canadiens.

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

Notre régime d'options d'achat d'actions des employés (« ROAAE ») a été approuvé par les actionnaires à l'occasion de l'arrangement. L'objectif du ROAAE est d'offrir aux employés admissibles un encouragement à atteindre les objectifs de Cenovus à long terme, à reconnaître adéquatement la capacité et le travail des personnes qui fournissent un apport important au succès de Cenovus et à recruter et à

conserver à l'emploi de Cenovus ou d'une de nos filiales les personnes ayant de l'expérience et des habilités en leur fournissant l'occasion d'acquérir une participation accrue au capital de Cenovus. Les administrateurs qui ne sont pas des salariés de Cenovus n'ont pas le droit de recevoir des options de Cenovus aux termes du ROAAE.

Le comité RHR administre le ROAAE. Le comité RHR a le pouvoir d'interpréter le ROAAE et les options attribuées aux termes de celui-ci et peut à son appréciation rattacher des DPVA jumelés aux options. Le texte qui suit résume les principales modalités du ROAAE. La rubrique « Déclaration de la rémunération des membres de la haute direction – Analyse de la rémunération – Les éléments de notre programme de rémunération – Programme de primes incitatives à long terme – Options d'achat d'actions de remplacement » renferme plus de détails sur les options de remplacement de Cenovus.

Actions ordinaires mises de côté

Un maximum de 64 millions d'actions ordinaires ont été mises de côté en vue de leur émission aux termes du ROAAE, ce qui représente environ 8,52 pour cent du nombre total des actions ordinaires en circulation au 31 décembre 2009. À cette date, il y avait 39 603 522 options de Cenovus en cours de validité aux termes du ROAAE et 24 361 222 options de Cenovus pouvant être attribuées, représentant environ 5,27 pour cent et 3,24 pour cent, respectivement, du nombre total d'actions ordinaires en circulation. Toute action ordinaire faisant l'objet d'une option de Cenovus qui expire ou prend fin sans avoir été entièrement levée peut de nouveau faire l'objet d'une option.

Attribution d'options, prix de levée, acquisition et expiration

Des options de Cenovus peuvent être attribuées à l'occasion à des employés admissibles de Cenovus et de nos filiales. Sous réserve des exigences de la réglementation, les modalités et restrictions des options de Cenovus attribuées aux termes du ROAAE seront établies par le comité RHR et figureront dans une convention d'options devant être conclue à la date de l'attribution.

Le nombre d'actions ordinaires mises de côté en vue de leur émission en tout temps aux termes des options de Cenovus attribuées à des initiés (au sens de ce terme dans le *Guide à l'intention des sociétés* de la Bourse de Toronto) aux termes du ROAAE et de toutes les autres ententes de rémunération à base de titres de Cenovus ne peut être supérieur à dix pour cent du nombre d'actions ordinaires alors en circulation, avant dilution, et le nombre total d'actions ordinaires émises à des initiés aux termes des options de Cenovus et de toutes les autres ententes de rémunération à base de titres de Cenovus au cours d'une période de un an ne peut être supérieur à dix pour cent du nombre d'actions ordinaires en circulation calculé avant dilution.

Sauf à l'égard des options de remplacement de Cenovus, le prix de levée d'une option de Cenovus ne sera pas inférieur au cours des actions ordinaires à la date d'attribution, qui correspond au cours de clôture des actions ordinaires à la Bourse de Toronto le dernier jour de bourse précédant la date à laquelle intervient la convention d'attribution de l'option ou, si des actions ordinaires n'ont pas été négociées le tel jour, le jour précédent au cours duquel des actions ordinaires ont été négociées. Se reporter à la rubrique « Déclaration de la rémunération des membres de la haute direction – Analyse de la rémunération – Les éléments de notre programme de rémunération – Programme de primes incitatives à long terme – Options d'achat d'actions de remplacement ».

Le comité RHR a le droit de déterminer, au moment de l'attribution, qu'une option particulière pourra être levée, en totalité ou en partie, à des dates différentes ou pour des raisons autres que l'écoulement du temps. Chaque option de Cenovus (à moins qu'elle ne prenne fin auparavant conformément à ses modalités et à ses restrictions) peut être exercée au cours de la période, ne dépassant pas sept ans à

compter de la date de l'attribution de l'option, que le comité RHR peut établir. Avant que le conseil n'ait approuvé le 9 février 2010 une modification du ROAEE, des options pouvaient être attribuées pour une période maximale de cinq ans à compter de la date d'attribution. Les actionnaires n'auront pas à approuver cette modification puisqu'elle a été approuvée conformément aux dispositions spécifiques du ROAEE en matière de modification et n'a pas à être approuvée par les actionnaires. Les options de remplacement de Cenovus ont une durée de cinq ans. Les options de Cenovus sont généralement acquises à hauteur de 30 pour cent au premier anniversaire, de 30 pour cent au deuxième anniversaire et à hauteur de 40 pour cent au troisième anniversaire de l'attribution et, dans certains cas, sous réserve du respect de certaines conditions relatives au rendement.

Critères d'acquisition liés au rendement

Une partie des options de Cenovus qui seront attribuées peuvent l'être en fonction du rendement et peuvent être acquises non seulement en fonction de l'écoulement du temps, mais également de l'atteinte d'une mesure de rendement, que Cenovus a actuellement établie comme étant un coefficient de renouvellement. Pour plus de détails concernant les critères d'acquisition en fonction du rendement, se reporter à la rubrique « Déclaration de la rémunération des membres de la haute direction – Analyse de la rémunération – Les éléments de notre programme de rémunération – Programme de primes incitatives à long terme ».

Les deux tiers des options de remplacement de Cenovus attribuées dans le contexte de l'arrangement sont également assujetties à d'autres exigences d'acquisition dépendant du coefficient de renouvellement. Se reporter à la rubrique « Déclaration de la rémunération des membres de la haute direction – Analyse de la rémunération – Les éléments de notre programme de rémunération – Programme de primes incitatives à long terme – Options d'achat d'actions de remplacement ».

DPVA jumelés

Toutes les options de remplacement de Cenovus sont associées à des DPVA jumelés qui permettent au titulaire d'une option de renoncer au droit de lever son option d'achat d'un nombre déterminé d'actions ordinaires et de recevoir une somme en espèces ou des actions ordinaires (à l'appréciation de Cenovus) d'un montant correspondant à l'excédent du cours de clôture des actions ordinaires à la Bourse de Toronto le dernier jour de bourse précédant la date d'exercice du DPVA jumelé sur le prix de levée de l'option de Cenovus multiplié par le nombre d'actions ordinaires sous-jacentes aux options remises. Si un DPVA jumelé est exercé, le droit à l'action ordinaire sous-jacente est abandonné et ce nombre d'actions ordinaires de Cenovus est ajouté aux actions ordinaires mises de côté et pouvant faire l'objet de nouvelles attributions d'options. Les options de Cenovus qui peuvent être attribuées à l'avenir seront également associées à des DPVA jumelés.

Incessibilité et absence de droits à titre d'actionnaire

Une option de Cenovus ne peut être levée que par le titulaire de l'option et ne pourra être cédée sauf à l'occasion d'un décès. Un titulaire d'options n'a des droits à titre d'actionnaire de Cenovus qu'à l'égard d'actions ordinaires qu'il a acquises au moyen de la levée d'une option de Cenovus ou par la détention d'actions ordinaires acquises autrement. Aucune disposition du ROAEE ou d'une convention d'attribution d'options ne confère ou ne confèrera pas à un titulaire d'options le droit de rester employé de Cenovus ou de l'une ou l'autre de ses filiales.

Rajustements

Des rajustements seront apportés au prix de levée d'une option de Cenovus, au nombre d'actions ordinaires remises à un titulaire d'options au moment de la levée d'une option et au nombre maximal d'actions ordinaires qui peuvent en tout temps être mises de côté en vue de leur émission aux termes d'options attribuées suivant le ROAAE dans certaines circonstances, comme dans le cas d'un dividende en actions, d'un fractionnement, d'une restructuration du capital, d'une fusion, d'un regroupement, d'une combinaison ou d'un échange d'actions ordinaires ou autre changement analogue visant l'entreprise.

Période d'interdiction des opérations

Si la période de levée d'une option de Cenovus prend fin au cours d'une période pendant laquelle la levée d'options est interdite par Cenovus (une « période d'interdiction des opérations »), ou dans les dix jours ouvrables qui suivent une telle période, la période de levée de cette option sera alors prolongée jusqu'à la date qui tombe dix jours ouvrables après le dernier jour de la période d'interdiction des opérations (la « période de prolongation suite à l'interdiction »), après quoi, cette option viendra à expiration et prendra fin.

Modifications

Le conseil peut en tout temps et de temps à autre, modifier, suspendre ou abandonner le ROAAE ou y mettre fin en totalité ou en partie; toutefois, la modification, la suspension, l'abandon ou la fin du régime ne peuvent, sans le consentement du titulaire d'options, modifier les droits aux termes d'une option de Cenovus attribuée auparavant ni y porter atteinte. Toute modification du ROAAE ou d'une option de Cenovus aux termes du ROAAE est conditionnelle à l'approbation préalable de la Bourse de Toronto. Le conseil a le pouvoir et l'autorité d'approuver les modifications concernant le ROAAE ou d'une option particulière sans approbation des actionnaires de Cenovus, notamment dans les cas suivants :

- i) la prolongation ou, en cas d'un changement de contrôle, de la retraite, du décès ou d'une invalidité, le devancement de la durée d'acquisition applicable à une option de Cenovus ou à un groupe d'options de Cenovus;
- ii) la modification des modalités d'acquisition applicables à une option de Cenovus ou à un groupe d'options de Cenovus;
- iii) la modification des dispositions d'extinction du ROAAE ou d'une option de Cenovus, à la condition que la modification ne prévoit pas une prolongation au-delà de la date d'expiration initiale de cette option;
- iv) le devancement de la date d'expiration d'une option de Cenovus;
- v) l'établissement des dispositions de rajustement aux termes du ROAAE. Se reporter à la rubrique précédente « Rajustements »;
- vi) la modification des définitions prévues dans le ROAAE et d'autres modifications de nature administrative;
- vii) la modification des modalités de levée d'une option de Cenovus ou d'un DPVA jumelé de Cenovus.

L'approbation des actionnaires de Cenovus sera nécessaire dans le cas des modifications suivantes :

- i) le devancement de la durée d'acquisition applicable à une option de Cenovus ou à un groupe d'options de Cenovus, sauf en cas d'un changement de contrôle, de la retraite, du décès ou d'une invalidité;
- ii) toute augmentation du nombre d'actions mises de côté en vue de leur émission aux termes du ROAAE;
- iii) toute réduction du prix d'attribution ou l'annulation et la réémission d'options de Cenovus;
- iv) toute prolongation de la durée d'une option de Cenovus au-delà de sa date d'expiration initiale, sauf s'il est permis de le faire aux termes de la période de prolongation suite à l'interdiction des opérations;
- v) toute augmentation de la durée de la période de prolongation suite à l'interdiction des opérations;
- vi) l'inclusion discrétionnaire d'administrateurs non salariés à titre de participants admissibles;
- vii) toute provision en ce qui concerne la capacité de transfert ou de cession d'options de Cenovus autrement qu'aux fins de règlement d'une succession;
- viii) des modifications à la disposition spécifique en matière de modification du ROAAE;
- ix) les modifications que doivent approuver les actionnaires de Cenovus en vertu du droit applicable (dont, notamment, les règles, règlements et politiques de la Bourse de Toronto).

TITRES POUVANT ÊTRE ÉMIS AUX TERMES DE RÉGIMES DE RÉMUNÉRATION À BASE DE TITRES DE PARTICIPATION

Notre ROAAE est le seul régime de rémunération aux termes duquel l'émission de nos titres de participation a été autorisée. Au 31 décembre 2009, il y avait au total 39 603 522 options en cours de validité aux termes du ROAAE, dont les détails sont donnés dans le tableau suivant :

Catégorie de régime	Nombre de titres devant être émis à la levée d'options en cours	Prix de levée moyen pondéré des options en cours	Nombre de titres restant à émettre en vertu de régimes de rémunération à base de titres de participation (à l'exclusion des titres indiqués dans la colonne a))
	a)	b)	c)
Régime de rémunération à base de titres de participation approuvé par les porteurs de titres – ROAAE	39 603 522	27,19 \$	24 361 222
Régime de rémunération à base de titres de participation non approuvé par les porteurs de titres	-	-	-
Total	39 603 522	27,19 \$	24 361 222

DIVIDENDES

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

Au cours du quatrième trimestre de 2009, nous avons versé un dividende de 0,20 \$ l'action ordinaire. Notre conseil a établi un dividende trimestriel de 0,20 \$ CA l'action ordinaire. Un premier dividende trimestriel de 0,20 \$ CA a été déclaré payable le 31 mars 2010 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2010.

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 NYSE sous le symbole CVE. Le tableau suivant indique la fourchette des cours et le volume des actions négociées chaque mois en 2009.

	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	
2009	(\$ CA par action)				(\$ par action)			
Décembre ¹⁾	27,18	24,68	26,50	59,0	25,70	23,37	25,20	24,5

Note :

1) Les actions ordinaires ont commencé à être négociées à la Bourse de Toronto le 3 décembre 2009 et à la NYSE, le 9 décembre 2009.

ÉVALUATIONS DE CRÉDIT

Le tableau suivant présente les notes d'évaluation et la perspective des titres d'emprunt de Cenovus au 31 décembre 2009.

	Standard & Poor's Ratings Services (« S&P »)	Moody's Investors Service (« Moody's »)	DBRS Limited (« DBRS »)
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 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 que la note n'est pas susceptible d'être modifiée.

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 qualité de crédit satisfaisante. La protection de l'intérêt et du capital est importante, mais le niveau de protection est inférieur à celui des titres qui ont reçu une meilleure note. Les entités faisant partie de la catégorie A sont considérées comme davantage susceptibles de subir les contrechocs

d'une conjoncture économique défavorable et ont des tendances cycliques plus importantes que celles dont les titres ont reçu une note plus élevée. 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 satisfaisante. La force et la perspective d'ensemble des ratios clés de liquidité, d'emprunt et de rentabilité ne sont pas habituellement aussi favorables que celles des meilleures catégories, mais ces aspects sont encore respectables. Les facteurs négatifs qui existent sont considérés comme gérables, et l'entité est habituellement de taille suffisante pour avoir une influence dans son secteur.

VENTES ANTÉRIEURES

Titres de créance

Le 18 septembre 2009, une entité qu'a remplacée Cenovus a réalisé, en trois tranches, un placement privé de titres de créance de 3,5 milliards de dollars (les billets de 2014, les billets de 2019 et les billets de 2039) qui sont dispensés des exigences d'inscription de la loi américaine intitulée *Securities Act* en vertu de la Règle 144A et du Règlement S. Le produit net du placement des billets de Cenovus a été déposé dans un compte en mains tierces en attendant la réalisation de l'arrangement. À la réalisation de l'arrangement, le produit net, ainsi que les autres montants financés au préalable, ont été libérés de l'entiercement et ont été imputés au remboursement de tous les montants impayés aux termes du billet à ordre.

Les billets sont nos obligations directes non garanties et non subordonnées et ont un rang égal et proportionnel à toutes nos autres dettes non garanties et non subordonnées existantes et futures. Les billets sont structurellement subordonnés à l'ensemble des dettes et des passifs existants et futurs de nos filiales qui sont des sociétés et des sociétés de personnes.

Nous avons convenu de faire de notre mieux sur le plan commercial pour faire en sorte qu'une déclaration d'inscription à l'égard d'une offre d'échange des billets de Cenovus contre une nouvelle émission de billets inscrits en vertu de la loi américaine intitulée *Securities Act* soit déclarée en vigueur au plus tard le 18 septembre 2010.

FACTEURS DE RISQUE

Tout événement découlant des facteurs de risque présentés ci-après pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, nos perspectives, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie et, dans certains cas, notre réputation.

Risques relatifs à l'arrangement

En raison de l'arrangement, nous obtiendrons le financement requis en tant qu'entreprise autonome.

En raison de l'arrangement, nous sommes indépendants d'EnCana et nous obtiendrons le financement dont nous pourrions avoir besoin en tant qu'entreprise autonome. En outre, nos notes de crédit sont établies indépendamment des notes actuelles ou antérieures d'EnCana et sans renvoi à celles-ci. Les différences de notes de crédit ont une incidence sur le taux d'intérêt exigé sur les financements, ainsi que sur les montants de la dette, les types de structure de financement et les marchés des capitaux d'emprunt auxquels nous pouvons accéder après l'arrangement.

Par conséquent, nous pourrions ne pas être en mesure d'obtenir du financement par emprunt ou par capitaux propres ni réunir par ailleurs les capitaux dont nous avons besoin selon les mêmes modalités que celles offertes par EnCana (comme elles existaient auparavant ou existent actuellement), selon des modalités souhaitables, si nous le pouvons.

Nous pourrions ne pas être en mesure d'apporter les changements nécessaires à l'exercice de nos activités en tant qu'entité indépendante et pourrions engager des coûts supérieurs.

En raison de l'arrangement, nous nous sommes scindés des autres entreprises d'EnCana et la scission peut avoir une incidence défavorable considérable sur nous. Nous pourrions ne pas réussir à mettre en œuvre les modifications nécessaires pour exercer nos activités de façon indépendante. Pour exercer nos activités de façon indépendante, nous pourrions engager des coûts supplémentaires susceptibles d'avoir une incidence considérable sur nos flux de trésorerie et résultats d'exploitation. Nous demandons à EnCana de nous fournir provisoirement certains services (notamment, les services de technologie de l'information). Par conséquent, nous pourrions dépendre de tels services jusqu'à ce que nous puissions nous les offrir.

L'information financière historique sur nos actifs peut ne pas être représentative de nos résultats en tant qu'entité indépendante, et il ne faudrait donc pas s'y fier comme indicateur de nos résultats historiques ou futurs.

Nos actifs étaient incorporés dans les unités d'exploitation d'EnCana pendant 11 des 12 mois de 2009; par conséquent, l'information financière nous concernant est tirée, en grande partie, des états financiers consolidés et des documents comptables d'EnCana et reflète certaines hypothèses et attributions. Notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient différer de ceux que nous aurions obtenus si nous avions exercé nos activités de façon autonome ou en tant qu'entité indépendante d'EnCana pendant tout l'exercice 2009.

Nous n'avons pas d'antécédents d'exploitation distincts en tant qu'entité autonome.

Nous sommes devenus une société ouverte indépendante le 30 novembre 2009. Les antécédents d'exploitation d'EnCana à l'égard de nos actifs ne peuvent être considérés comme nos antécédents d'exploitation. Notre capacité de réunir des capitaux, de satisfaire à nos obligations et de procurer un rendement à nos actionnaires dépendra de notre rendement futur. Nous ne pourrions pas compter sur les ressources en capital et les flux de trésorerie d'EnCana. Nos résultats d'exploitation et notre rendement futurs pourraient être considérablement différents de ce qu'ils auraient été si nous avions continué d'être exploités en faisant partie d'EnCana.

Risques relatifs à notre entreprise

Une baisse substantielle ou prolongée des prix du pétrole brut, du gaz naturel ou des produits raffinés pourrait avoir un effet défavorable important sur nous.

Notre situation et notre rendement financiers dépendent grandement des prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés en vigueur. Les fluctuations des prix du pétrole brut, du gaz naturel ou des produits raffinés pourraient avoir un effet défavorable sur notre exploitation et notre situation financière ainsi que sur la valeur et la quantité de nos réserves prouvées et sur la valeur de nos actifs de raffinage. Les prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés fluctuent en réaction aux variations de l'offre et de la demande de pétrole brut, de gaz naturel et de produits raffinés, à l'incertitude des marchés et à divers autres facteurs qui sont indépendants de notre volonté. Les prix du pétrole brut sont déterminés par l'offre et la demande à l'échelle internationale. Parmi les facteurs qui influent sur les prix du pétrole brut, on compte les mesures de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole, la conjoncture

économique mondiale, la réglementation gouvernementale, la stabilité politique au Moyen-Orient et ailleurs dans le monde, l'offre étrangère de pétrole brut, le prix des importations étrangères, la disponibilité des sources de carburant de remplacement et les conditions climatiques. Les prix du gaz naturel que nous réalisons sont surtout touchés par l'offre et la demande en Amérique du Nord, par les conditions climatiques ainsi que par les prix des sources d'énergie de remplacement (y compris les produits raffinés et le gaz naturel liquéfié importé). La concurrence pratiquée sur le marché, le coût des intrants et les fluctuations de l'offre et la demande visant les produits raffinés, entre autres facteurs, se répercutent sur nos marges bénéficiaires réalisées sur les produits raffinés. Toute baisse importante ou prolongée des prix du pétrole brut, du gaz naturel ou des produits raffinés pourrait entraîner un retard ou l'annulation des programmes de construction, de mise en valeur ou de forage actuels ou futurs ou la réduction de la production de certains terrains ou encore la non-utilisation des engagements de transport à long terme ou une utilisation faible des raffineries, conséquences qui peuvent tous avoir une incidence défavorable sur nos produits d'exploitation, notre rentabilité et nos flux de trésorerie.

Les prix du pétrole lourd pratiqués sur les marchés sont inférieurs aux indices des marchés établis pour les qualités de pétrole léger et moyen, principalement en raison des coûts supérieurs de transport et de raffinage associés au pétrole lourd. De plus, les prix du bitume sont inférieurs à ceux du pétrole lourd en raison des coûts associés au mélange de diluants. En outre, le marché du pétrole lourd est plus limité que celui des pétroles léger et moyen, ce qui le rend plus susceptible 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.

Nous évaluerons tous les ans la valeur comptable de nos actifs conformément aux PCGR du Canada. Si les prix du pétrole brut et du gaz naturel diminuent, la valeur comptable de nos actifs pourrait être révisée à la baisse et nos bénéfices pourraient en subir les effets défavorables.

Notre capacité à exercer nos activités et à réaliser des projets dépend de certains facteurs indépendants de notre volonté.

Notre capacité à exercer nos activités, à générer des flux de trésorerie suffisants et à réaliser des projets dépendra d'un bon nombre de facteurs indépendants de notre volonté. Outre les prix des marchandises et la demande continue du marché pour nos produits, ces facteurs incontrôlables comprennent les suivants, sans s'y limiter pour autant : la conjoncture commerciale et les conditions du marché, les récessions économiques et l'agitation des marchés des capitaux, la capacité à obtenir et à conserver un financement selon des modalités économiques pour nos engagements, les questions d'ordre environnemental et réglementaire, les augmentations inattendues des coûts, les redevances, les taxes et impôts, la disponibilité du matériel de forage et d'autres types de matériel, la capacité d'avoir accès à des terrains, les conditions météorologiques, la disponibilité d'une capacité de traitement, la disponibilité et la proximité d'une capacité de transport par pipeline, la disponibilité de diluants pour transporter le pétrole brut, les défaillances de la technologie, les accidents, la disponibilité d'une main-d'œuvre compétente et la qualité des réservoirs.

Les conditions du marché actuelles sont difficiles et la récession à l'échelle mondiale a une incidence défavorable sur les prix des marchandises ainsi que sur l'accès au crédit et aux marchés financiers. Ces conditions ont une incidence sur nos clients et fournisseurs et pourraient transformer nos plans de dépenses et d'exploitation. Cette incertitude des marchés peut avoir des incidences commerciales inattendues.

Nos activités en aval seront sensibles aux marges obtenues sur les produits raffinés. La volatilité des marges est elle-même touchée par de nombreux facteurs, dont les suivants : les fluctuations de l'offre et de la demande de produits raffinés, la concurrence pratiquée sur le marché, les coûts du pétrole brut, la

main-d'œuvre, l'entretien, l'électricité, les produits chimiques et autres intrants, les interruptions imprévues de la production en raison de pannes de matériel, les pannes d'électricité et d'autres facteurs, y compris les conditions météorologiques. Il est prévu que tous ces facteurs, avec d'autres qui s'ajouteront, continueront d'avoir une incidence sur les marges attribuables aux activités en aval dans un avenir prévisible. Par conséquent, il est raisonnable de s'attendre à ce que les résultats des activités en aval fluctueront au fil du temps et d'une période à l'autre.

Nous entreprendrons divers projets, dont des projets d'exploration et de mise en valeur et la construction ou l'agrandissement d'installations, de raffineries et de pipelines. Les délais des projets peuvent retarder la réalisation des produits d'exploitation prévus et les surcharges des projets pourraient les rendre non rentables.

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. Les modifications de la réglementation gouvernementale pourraient avoir une incidence sur nos projets en cours et prévus.

Certaines de nos activités nous obligent à obtenir certaines approbations 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 approbations qui peuvent être nécessaires pour mener certaines activités d'exploration et de mise en valeur sur nos terrains. En outre, l'obtention de certaines approbations auprès d'organismes de réglementation peut comporter, entre autres, la consultation des parties intéressées, des études d'impact sur l'environnement et des audiences publiques. Les approbations des organismes de réglementation pouvant être obtenues peuvent également être assujetties au respect de certaines conditions, notamment des obligations de dépôt d'une sûreté, la supervision réglementaire de projets par des tiers, l'évaluation des habitats et d'autres engagements ou obligations. L'incapacité d'obtenir les approbations 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.

Nos données sur les réserves de pétrole brut et de gaz naturel et les estimations des produits d'exploitation nets futurs sont incertaines.

De nombreuses incertitudes entrent en jeu au moment d'évaluer les quantités des réserves de pétrole brut et de gaz naturel, notamment de nombreux facteurs indépendants de notre volonté. Les données sur les réserves figurant dans la présente notice annuelle ne constituent que des estimations. 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 découlent sont calculés au moyen d'hypothèses et de facteurs variables, comme 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, 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, de gaz naturel et de bitume 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 mise en valeur 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 mises en valeur 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. Les estimations faites à partir de ces méthodes sont généralement moins fiables que celles fondées sur les 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.

Nos activités de couverture pourraient entraîner des pertes matérialisées et latentes.

La nature de nos activités entraîne une exposition aux fluctuations des prix des marchandises, des taux d'intérêt et des taux de change. Nous surveillerons notre exposition à de telles fluctuations et, si nous le jugeons approprié, nous utiliserons des instruments financiers dérivés et des contrats de livraison matérielle pour contribuer à atténuer l'incidence éventuelle d'une diminution des prix du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés ainsi que des variations des taux d'intérêt et des taux de change. Aux termes des PCGR 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.

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 dans les cas suivants :

- 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;
- les contreparties à nos contrats de couverture ne sont pas en mesure de s'acquitter de leurs obligations aux termes de ces contrats.

Notre capacité à nous procurer un financement rentable, et à le conserver, pour nos engagements de capitaux et autres engagements.

La nature de nos activités exigera d'importants engagements de capitaux; par conséquent, l'incapacité d'obtenir du financement rentable en temps voulu pourrait nuire à nos futurs plans. Des marchés des capitaux imprévisibles et les répercussions que cette imprévisibilité aurait 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.

Notre entreprise est assujettie à la législation en matière d'environnement de tous les territoires où nous exerçons des activités et toute modification de cette législation pourrait avoir des répercussions défavorables sur nos résultats d'exploitation.

Tous les aspects des activités liées au pétrole brut, au gaz naturel et au raffinage sont assujettis 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 « législation en matière d'environnement »).

La législation 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 mise en valeur 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 législation 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 législation 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 législation 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.

Divers gouvernements fédéraux, provinciaux et d'États ont annoncé leur intention de réglementer les émissions de gaz à effet de serre et d'autres polluants de l'air, et un certain nombre de mesures législatives et réglementaires visant à contrôler les émissions de gaz à effet de serre en sont à diverses étapes d'examen, de discussion ou de mise en application aux États-Unis et au Canada. Ces initiatives comprennent la législation fédérale et les mesures des États-Unis visant l'élaboration de programmes d'État ou régionaux, dont chacun pourrait imposer des réductions des émissions de gaz à effet de serre.

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 pour le pétrole brut et certains produits raffinés. Plus particulièrement, certaines des lois sur les changements climatiques qui sont envisagées aux États-Unis obligerait les raffineurs à obtenir des crédits d'émission de gaz à effet de serre, y compris le CO₂ en fonction du contenu du carbone de leurs combustibles et carburants. Si de telles initiatives devaient acquies force de loi, elles pourraient avoir un effet important sur la structure du coût des produits de pétrole raffinés qui serait en fin de compte transférée aux consommateurs.

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.

Si nous ne pouvons acquies 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.

Notre production et nos réserves de pétrole brut et de gaz naturel futures et, par conséquent, nos flux de trésorerie, dépendent fortement de notre capacité de tirer parti de nos stocks de ressources actuels et d'acquies, de découvrir ou de mettre en valeur de nouvelles réserves. Si nous ne réussissons pas à accroître nos réserves après nous être livrés à des activités d'exploration, d'acquisition ou de mise en valeur, nos réserves et notre production diminueront progressivement à mesure que les réserves

s'épuiseront. Les activités d'exploration, de mise en valeur ou d'acquisition de réserves exigent des capitaux importants. Si les flux de trésorerie nets provenant de nos activités d'exploitation sont insuffisants et que les sources de capitaux externes sont limitées, nous pourrions difficilement faire les investissements en capitaux requis pour maintenir et accroître nos réserves de pétrole brut et de gaz naturel. En outre, il n'est pas certain que nous pourrions trouver et mettre en valeur ou acquérir des réserves supplémentaires pour remplacer la production à un coût acceptable.

Nos activités peuvent être interrompues ou exposées à des pertes à la suite d'accidents.

Nos activités comportent les risques d'exploitation habituellement liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production de pétrole brut et de gaz naturel et à l'exploitation d'installations de raffinage. Ces risques comprennent notamment les éruptions, explosions, incendies et fuites de gaz, la migration de substances nocives et les déversements de pétrole brut et de produits raffinés, les actes de vandalisme et de terrorisme, lesquels peuvent tous causer des blessures corporelles ou endommager ou détruire les formations ou les puits de pétrole brut et de gaz naturel, les installations de production, les raffineries et autres biens, le matériel et l'environnement, ainsi qu'interrompre les activités. De plus, toutes nos activités sont exposées à tous les risques généralement liés au transport, au traitement, au stockage, au raffinage et à la commercialisation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits connexes, au forage et à la complétion de puits de pétrole brut et de gaz naturel, ainsi qu'à l'exploitation et à la mise en valeur 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 survenance d'un événement important contre lequel nous ne sommes pas pleinement assurés pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre situation financière.

Nous n'exploitons pas tous nos biens et actifs.

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. 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.

Toutes nos activités en aval seront exercées par ConocoPhillips. Le succès de ces activités dépend donc entièrement de la capacité de ConocoPhillips d'exploiter cette entreprise avec succès et de conserver les activités des raffineries.

Nous sommes soumis aux risques associés à l'utilisation de la technologie actuelle et à la recherche de nouvelles technologies, qui pourraient avoir une incidence défavorable sur nos résultats d'exploitation.

Les technologies actuelles de DGMV pour la récupération assistée 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 peut également varier et avoir 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 nos résultats d'exploitation.

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.

Les activités de récupération de pétrole comportent certains risques qui leur sont propres et qui pourraient avoir des effets défavorables importants sur nous.

La production de pétrole selon des méthodes de récupération assistée, ainsi que la valorisation et le raffinage du pétrole lourd 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. Même s'il n'y a pratiquement aucuns frais de découverte liés aux ressources de bitume, la délimitation des ressources, les coûts associés à la production, dont le forage de puits pour les activités de DGMV et ceux associés à la valorisation du pétrole lourd, comportent d'importants déboursés de capitaux. Les coûts 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.

Des fluctuations des taux de change pourraient avoir une incidence sur les frais ou entraîner des pertes matérialisées et latentes.

Les prix mondiaux du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés sont fixés en dollars américains. Toutefois, un bon nombre de frais engagés à l'extérieur des États-Unis seront libellés en dollars canadiens. Les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien pourraient influencer sur les frais que nous engageons et une incidence défavorable sur notre rendement financier et notre situation financière.

Nous pourrions faire l'objet de 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.

Certaines dispositions de la convention de scission pourraient avoir des effets défavorables sur nous.

Aux termes de la convention de scission, 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 du litige en commun (défini aux présentes), dont notamment certaines actions en justice concernant le droit au méthane de houille auxquelles EnCana est partie. 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, les entreprises de Cenovus 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.

Dans le contexte de l'arrangement, EnCana et Cenovus ont conclu la convention relative à l'arrangement qui renferme un certain nombre de déclarations, de garanties et d'engagements de leur part, y compris l'accord qu'ont conclu les parties en vue d'indemniser et de tenir à couvert 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 la décision en matière d'impôt canadien ou la décision en matière d'impôt américain. 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 dix 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.

Aux termes de la convention de scission, i) nous avons convenu d'indemniser EnCana et les membres de son groupe quant à toutes les responsabilités associées, entre autres, aux actifs de Cenovus et aux entreprises de Cenovus qu'elles se rapportent à la période avant ou après la restructuration, et ii) EnCana a convenu de nous indemniser et d'indemniser les membres de notre groupe à l'égard de toutes les responsabilités associées, entre autres, aux actifs, dont doit être propriétaire EnCana ou un membre du groupe d'EnCana et des entreprises devant être exploitées par EnCana ou un membre du groupe d'EnCana après les date et heure de la restructuration, qu'elles se rapportent à la période avant ou après les date et heure de restructuration.

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.

Notre succès est tributaire de la réussite du recrutement, de la conservation et de la relève.

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. Bien que la demande pour le personnel ait diminué récemment, la concurrence pour les experts clés du secteur pétrolier et gazier reste forte.

Notre capacité à exercer nos activités est tributaire de divers 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.

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 2009, auquel on peut avoir accès sous notre profil SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse 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.

Depuis notre constitution, nous 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, 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 dix 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.

EXPERTS INTÉRESSÉS

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables agréés, sont nos vérificateurs indépendants et ce cabinet a remis un rapport des vérificateurs indépendants daté du 17 février 2010 à l'égard de nos états financiers consolidés aux 31 décembre 2009 et 31 décembre 2008 et pour chacun des exercices au cours de la période trois exercices terminée le 31 décembre 2009, ainsi qu'un rapport de contrôle interne de Cenovus au sujet de la communication de l'information financière au 31 décembre 2009. 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 vérificateur d'EnCana et, le 30 novembre 2009, a été nommé vérificateur de Cenovus.

Les données ayant trait aux réserves 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 d'EnCana.

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

CONTRATS IMPORTANTS

À part les contrats conclus dans le cours normal des activités, les seuls contrats conclus qui peuvent être raisonnablement considérés comme importants pour nous sont les suivants :

- a) La convention relative à l'arrangement. La convention relative à l'arrangement prévoyait la mise en œuvre du plan d'arrangement en vertu de l'article 192 de la LCSA et, entre autres, certaines déclarations et garanties et certains engagements des parties, ainsi que certaines indemnités entre Cenovus et EnCana.
- b) La convention de scission. Dans le contexte de l'arrangement, nous avons conclu la convention de scission, ainsi que plusieurs ententes accessoires en vue de réaliser le transfert des entreprises de Cenovus à nous. La convention de scission expose l'entente des parties en ce qui concerne le transfert indirect des actifs d'EnCana à nous et la prise en charge indirecte des passifs pris en charge par nous et certaines ententes transitoires régissant les relations entre EnCana et nous après les date et heure de la restructuration.

La convention de scission répartit entre EnCana et Cenovus la responsabilité et les obligations en ce qui concerne les poursuites en justice en cours en fonction du fait que de telles poursuites concernent principalement les entreprises de Cenovus ou les actifs de Cenovus (d'une part) ou les entreprises et les actifs conservés d'EnCana (d'autre part). Quant aux poursuites judiciaires en cours qui touchent à la fois EnCana et nous ou dans le cas de poursuites en justice inconnues ou futures intentées après les date et heure de la restructuration, la convention de scission prévoit que chaque partie sera responsable quant à sa quote-part de l'ensemble des coûts et des obligations découlant de ces poursuites judiciaires selon qu'elles concernent les entreprises de Cenovus ou les actifs de Cenovus (dans notre cas) ou les entreprises et les actifs conservés (dans le cas d'EnCana).

Aux termes de la convention de scission, Cenovus et EnCana ont convenu, à l'égard de certaines questions relatives à des litiges, y compris, notamment, certaines poursuites judiciaires relatives au méthane de houille impliquant EnCana (collectivement, le « litige en commun »), de collaborer pleinement avec l'autre partie et ses conseillers juridiques quant à l'enquête, la

poursuite, la défense et le règlement du litige en commun. Sous réserve de certaines exceptions prévues dans la convention de scission, EnCana a l'autorité et le contrôle exclusifs sur l'enquête, la poursuite, la défense et l'appel de tout le litige en commun. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans la présente notice annuelle.

Suivant les modalités de la convention de scission, nous avons convenu généralement d'indemniser EnCana et les membres de son groupe à l'égard de l'ensemble des responsabilités associées, entre autres, aux entreprises de Cenovus ou aux actifs de Cenovus, qu'ils concernent la période ou découlent d'avant ou d'après les date et heure de la restructuration. La convention de scission prévoit une indemnité réciproque aux termes de laquelle EnCana convient généralement de nous indemniser ainsi que les membres de notre groupe quant à l'ensemble des responsabilités qui concernent, entre autres, les entreprises et les actifs conservés d'EnCana. Cenovus et EnCana s'indemniseront réciproquement à l'égard de la non-exécution de nos obligations respectives aux termes de la convention de scission, y compris l'obligation de ne prendre aucune mesure après l'arrangement qui pourrait nuire aux opérations dont il est question dans la décision en matière d'impôt canadien et la décision en matière d'impôt américain. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque ».

Parmi les autres questions régies par la convention de scission, on compte la responsabilité des taxes et impôts, l'accès aux livres et registres, la confidentialité, l'assurance et le règlement de différends.

- c) L'acte relatif aux billets. Le 18 septembre 2009, nous avons émis les billets qui ont été émis et sont régis suivant les modalités de l'acte relatif aux billets.

Aux termes de l'acte relatif aux billets :

- i) les billets sont nos obligations directes non garanties et non subordonnées ayant un rang égal et proportionnel, pour ce qui est du paiement, à toutes nos autres dettes non garanties et non subordonnées;
- ii) les billets de 2014 portent intérêt devant être payé semestriellement à terme échu le 15 mars et le 15 septembre de chaque année à compter du 15 mars 2010; les billets de 2019 portent intérêt devant être payé semestriellement à terme échu le 15 avril et le 15 octobre de chaque année à compter du 15 avril 2010; et les billets de 2039 portent intérêt devant être payé semestriellement à terme échu le 15 mai et le 15 novembre de chaque année à compter du 15 mai 2010;
- iii) les billets portent intérêt sur le capital et l'intérêt en souffrance au taux par ailleurs applicable aux billets.

L'intérêt est calculé en fonction d'une année de 360 jours ou de douze mois de 30 jours. La période d'intérêt se rapportant à une date de versement de l'intérêt correspond à la période allant de la date de versement de l'intérêt précédente, non inclusivement, à la date de versement de l'intérêt pertinente, inclusivement.

Le remboursement du capital et le versement de la prime, s'il en est, et de l'intérêt sur les billets seront effectués en dollars américains.

Nous avons convenu de faire tous les efforts raisonnables sur le plan commercial pour faire en sorte qu'une déclaration d'inscription à l'égard d'une offre d'échange des billets en contrepartie

d'une nouvelle émission de billets inscrits en vertu de la loi américaine intitulée *Securities Act* soit déclarée en vigueur au plus tard le 18 septembre 2010.

Il est possible d'examiner des exemplaires de ces conventions à notre siège social situé au 4000, 421 - 7 Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 4K9 pendant les heures d'ouverture habituelles ainsi que sous notre profil SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

PROMOTEUR

En vertu des lois canadiennes sur les valeurs mobilières applicables, EnCana était considérée comme un promoteur de Cenovus, du fait qu'elle a pris l'initiative de nous fonder en vue de la mise en œuvre de l'arrangement. Nous avons acquis nos actifs d'EnCana aux termes de l'arrangement, ainsi qu'il est décrit dans la présente notice annuelle. En contrepartie de l'acquisition de nos actifs aux termes de l'arrangement, nous avons émis le billet à ordre payable à EnCana, d'un montant total de 3,5 milliards de dollars. La valeur du billet à ordre 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'opération relatifs à l'arrangement et de structures de capital adéquates. Le billet à ordre a été remboursé intégralement à la date d'entrée en vigueur.

Après la réalisation de l'arrangement, Cenovus a versé à EnCana un montant de 250 millions de dollars pour ajuster les soldes de trésorerie des deux sociétés à la date d'entrée en vigueur pour 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.

Nous sommes indépendants d'EnCana dans la plus grande mesure possible. Certaines ententes contractuelles en cours entre EnCana et Cenovus se limitent généralement à nos obligations réciproques aux termes, entre autres, de la convention relative à l'arrangement, de la convention de scission et des ententes accessoires envisagées dans la convention de scission (y compris la convention relative aux questions de main-d'œuvre), dont l'indemnisation dans certaines circonstances et la confidentialité et l'accès aux registres nécessaires afin de respecter, entre autres, les exigences d'information continue. En outre, nous pouvons exiger d'EnCana qu'elle nous fournisse provisoirement certains services (y compris, notamment, les services de technologie de l'information).

Aux termes de la convention relative aux questions de main-d'œuvre, nous sommes tenus de faire certains versements de remboursement à EnCana en ce qui a trait aux paiements en espèces qu'elle a effectués au moment de la remise des options de remplacement d'EnCana par nos employés.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires nous concernant sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et également sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

Nos états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 renferment d'autres renseignements financiers.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES DÉCLARATIONS PROSPECTIVES

La présente notice annuelle renferme certaines déclarations ou informations prospectives (appelées collectivement dans la présente mise en garde les « déclarations prospectives ») au sens de la législation en valeurs mobilières applicable. Les déclarations prospectives se distinguent habituellement par l'utilisation de mots comme « projeté », « s'attendre à », « croire », « prévoir », « envisager », « avoir l'intention » ou des mots ou expressions semblables suggérant une issue future ou des déclarations concernant des perspectives. Toutes les déclarations qui ne sont pas des déclarations de faits historiques comprises dans la présente notice annuelle sont des déclarations prospectives, y compris celles concernant, notamment, les avantages escomptés de l'arrangement, les renseignements sur l'exploitation, les projets futurs d'exploration et de mise en valeur, les futures occasions d'acquisitions ou de cessions, les dividendes éventuels, les estimations des réserves prouvées et probables, les taux de croissance de la production à long terme, les flux de trésorerie, les ratios financiers (dont celui de la dette/capitaux permanents et celui de la dette/BAIIA rajusté), les futures dépenses en immobilisations nettes, la production future prévue, les estimations des taux d'épuisement des réserves et des efficacités des capitaux, la capacité de production et le taux de croissance de la production annuelle, notre structure d'entreprise, la répartition de nos actifs, l'utilisation fructueuse de nouvelles technologies et d'innovations en vue d'augmenter la récupération et de diminuer les coûts, la capacité d'obtenir des brevets pour notre technologie et le moment de leur obtention, les éventuelles occasions de croissance interne et externe de nos actifs et la forme de financement possible de celles-ci, les besoins en capital, les coûts estimatifs du carbone, d'abandon et de restauration des sites, nos plans de mise en valeur, les délais et les capacités anticipées des travaux d'agrandissement de Foster Creek et de Christina Lake, les capacités prévues des agrandissements, et leurs délais prévus d'achèvement, visant la raffinerie de Wood River, y compris les délais prévus pour l'achèvement du projet CORE et les dépenses en immobilisations de ces agrandissements, la capacité de ConocoPhillips et de Cenovus de gérer et d'exploiter fructueusement l'entreprise pétrolière intégrée et la capacité des parties d'obtenir les approbations réglementaires nécessaires, les attentes selon lesquelles nous exécuterons certaines activités d'optimisation du marché et d'atténuation des risques en ce qui a trait à la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel, les prévisions des flux de trésorerie futurs, notre capacité de respecter nos engagements de livraison de pétrole brut, de gaz naturel et de produits raffinés, notre capacité de respecter la législation et les politiques sociales et environnementales, l'attente selon laquelle l'emplacement de nos actifs en Amérique du Nord circonscrit notre exposition aux risques et aux incertitudes, le montant, les types, les modalités et conditions du financement qui peut être mis à notre disposition, notre structure du capital estimative et sa suffisance et les plans et initiatives de financement que nous pouvons entreprendre.

Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment aux déclarations prospectives présentées dans la présente notice annuelle, qui reflètent uniquement l'analyse de notre direction à la date de la présente notice annuelle. Toutes ces déclarations prospectives comportent des risques, des incertitudes et des hypothèses d'importance. Ces déclarations sont prospectives puisqu'elles se fondent sur nos attentes, estimations et hypothèses actuelles. Parmi certaines des hypothèses et certains des risques et autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats diffèrent considérablement de ceux exprimés dans les déclarations prospectives figurant dans la présente notice annuelle, on compte, notamment, la volatilité des prix du pétrole et du gaz et les hypothèses qui s'y rapportent, les hypothèses fondées sur nos indications courantes, les fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt, l'offre et la demande des produits, la concurrence pratiquée sur le marché, les risques inhérents à nos activités de commercialisation et à celles de nos filiales, y compris les risques de crédit, l'imprécision des estimations des réserves et des estimations des quantités récupérables de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de LGN à partir de nos terrains et d'autres sources qui ne sont pas actuellement qualifiées de réserves prouvées ou probables et l'indice de la durée des réserves prouvées, notre capacité et celle de nos filiales à remplacer et à augmenter les réserves de pétrole et de gaz, la capacité de ConocoPhillips et de Cenovus à gérer et à exploiter avec succès l'entreprise intégrée de pétrole lourd nord-américaine et la capacité des parties

d'obtenir les approbations réglementaires, les marges de raffinage et de commercialisation, l'interruption éventuelle et les difficultés techniques imprévues dans la mise au point de nouveaux produits et de procédés de fabrication, l'incapacité éventuelle des nouveaux produits à obtenir l'acceptation du marché, les augmentations des coûts imprévus ou les difficultés techniques en ce qui a trait à la construction ou à la modification d'installations de fabrication ou de raffinage, les difficultés imprévues quant à la fabrication, au transport et au raffinage de pétrole brut synthétique, les risques associés à la technologie et à son application à notre entreprise, notre capacité à générer des flux de trésorerie tirés de l'exploitation suffisants pour combler nos obligations actuelles et futures, notre capacité à avoir accès à des sources externes des capitaux d'emprunt et de capitaux propres, le calendrier et les coûts de construction de puits et de pipelines, notre capacité et celle de nos filiales à obtenir un transport adéquat des produits, les modifications des lois et règlements en matière de redevances, de taxes et impôts, d'environnement, de gaz à effet de serre, de carbone et d'autres lois ou règlements ou des interprétations de ces lois ou règlements, la conjoncture politique et économique dans les pays où nous et nos filiales exerçons nos activités, le risque de guerre, de menaces terroristes, les hostilités, l'insurrection civile et l'instabilité touchant les pays dans lesquels nous ou nos filiales exerçons nos activités, les risques associés aux actions en justice existantes et éventuelles et les mesures réglementaires prises contre nous et nos filiales, les plans de financement et les initiatives que nous pouvons entreprendre, la structure du capital et sa suffisance en ce qui nous concerne, les incidences prévues de l'arrangement sur nos employés, activités, fournisseurs, partenaires d'affaires et parties intéressées, notre capacité à obtenir du financement à l'avenir en tant qu'entité autonome, le fait que les renseignements financiers historiques concernant nos actifs tels qu'ils étaient exploités par EnCana avant le 1^{er} décembre 2009 pourraient ne pas être représentatifs de nos résultats en tant qu'entité indépendante, le fait que nous avons des antécédents d'exploitant limités, en tant qu'entité distincte, et les autres risques et incertitudes dont il est question à l'occasion dans les rapports et les documents que nous déposons auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières.

Les déclarations concernant les « réserves » sont considérées comme étant des déclarations prospectives puisqu'elles comportent une évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les réserves décrites existent dans les quantités prédites ou estimées et qu'elles peuvent être produites de façon rentable à l'avenir. Les lecteurs doivent savoir que la liste précédente des importants facteurs n'est pas exhaustive. Toutes les déclarations prospectives sont faites en conformité avec les dispositions en matière d'exonération (*safe harbor*) de la loi américaine intitulée *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* et de la législation canadienne en valeurs mobilières applicable.

Les déclarations prospectives figurant dans la présente notice annuelle sont faites à la date des présentes et nous n'assumons aucunement l'obligation de publier les résultats d'une révision de ces déclarations prospectives qui peuvent être faites pour tenir compte d'événements ou de circonstances survenus après la date de la présente notice annuelle ou pour tenir compte de la survenance d'événements imprévus, sauf si les lois sur les valeurs mobilières canadiennes applicables le prescrivent. Les déclarations prospectives figurant dans la présente notice annuelle doivent être expressément lues sous réserve de la présente mise en garde.

REMARQUE CONCERNANT LES RENSEIGNEMENTS SUR LES RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

Le Règlement 51-101 impose des normes d'information concernant les activités pétrolières et gazières aux sociétés ouvertes canadiennes qui exercent de telles activités. Nous avons obtenu une dispense des autorités canadiennes en valeurs mobilières nous autorisant à fournir l'information conformément aux exigences légales pertinentes de la SEC. Une telle façon de faire facilite la comparaison entre notre information sur le pétrole et le gaz et celle fournie par les émetteurs américains et d'autres émetteurs internationaux, étant donné que nous sommes actifs sur les marchés financiers américains. Par conséquent, l'information sur les réserves prouvées et probables et la majeure partie des autres données sur le pétrole et le gaz incluses dans la présente notice annuelle sont présentées conformément aux exigences d'information des États-Unis. Ces renseignements, ainsi que les renseignements que nous prévoyons publier à l'avenir en s'appuyant sur une telle dispense, peuvent différer des renseignements correspondants préparés conformément aux normes du Règlement 51-101.

En 2008, la SEC a modifié ses exigences d'information concernant les activités pétrolières et gazières, qui étaient en vigueur pour l'information en fin d'exercice 2009 de Cenovus. Le Financial Accounting Standards Board des États-Unis a également modifié ses exigences en matière d'estimation et de communication des réserves de pétrole et de gaz pour qu'elles correspondent aux exigences modifiées de la SEC. Les modifications comprennent le changement du prix utilisé pour calculer les réserves, qui est passé d'un prix quotidien unique en fin d'exercice à un prix moyen sur les 12 mois antérieurs, ce qui permet la communication facultative des réserves probables et de la sensibilité des réserves au prix et nécessite que les réserves de bitume soient communiquées séparément de celles des réserves de pétrole brut et de LGN.

Les principales différences entre les exigences américaines actuelles et celles du Règlement 51-101 sont les suivantes : i) les normes américaines exigent uniquement la divulgation des réserves prouvées, tandis que le Règlement 51-101 exige la communication des réserves prouvées et probables, et ii) les normes américaines exigent que les réserves et les produits d'exploitation nets futurs connexes soient estimés en fonction de la conjoncture économique et des conditions d'exploitation existantes, c'est-à-dire en fonction de la moyenne des prix antérieurs sur 12 mois, tandis que le Règlement 51-101 exige la communication des réserves et des produits d'exploitation nets futurs connexes en fonction de prix et de coûts prévisionnels. Les définitions des réserves prouvées sont également différentes; toutefois, selon le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*, la source de référence pour la définition des réserves prouvées aux termes du Règlement 51-101, les variations dans les quantités de réserves prouvées estimatives fondées sur des prix constants devraient être minimales.

Selon la SEC, les réserves prouvées de pétrole et de gaz correspondent aux quantités de pétrole brut et de gaz dont on peut estimer avec une certitude raisonnable, d'après l'analyse des données techniques et géoscientifiques, qu'elles pourront être produites de façon rentable, à compter d'une date donnée, à partir des réservoirs connus, dans les conditions économiques et d'exploitation existantes et compte tenu de la réglementation gouvernementale en vigueur. Les prix prennent en compte les variations futures des prix, uniquement dans la mesure prévue par des ententes contractuelles en vigueur à la fin de l'exercice.

Les exigences américaines actuelles permettent, mais sans l'obliger, la communication des données sur les réserves probables. La SEC définit les réserves probables comme étant les réserves supplémentaires qui sont moins certaines d'être récupérées que les réserves prouvées, mais qui, avec les réserves prouvées, sont plus susceptibles d'être récupérées que de ne pas l'être.

Aux termes des normes d'information américaines, les données sur les réserves et la production doivent être communiquées sur une base nette (après redevances). Le gouvernement de l'Alberta a instauré un

régime de redevances sur les sables bitumeux qui lie le taux de redevances sur le bitume au prix de référence du West Texas Intermediate, en dollars canadiens. Puisque le prix du pétrole est non réglementé et qu'il peut être fortement volatil, cela signifie que le taux de redevances peut accuser de fortes variations. Ainsi, nos réserves prouvées de bitume à la fin de l'exercice 2008 étaient assujetties à un taux de redevances moyen prévu de quatre pour cent, alors que les réserves prouvées de bitume en fin d'exercice 2009 sont susceptibles d'être assujetties à un taux de redevances moyen prévu de 16 pour cent. Cette volatilité qui est tributaire du prix du pétrole peut masquer l'incidence de nos activités de mise en valeur. Afin de donner une information plus complète sur notre entreprise, nous donnons volontairement l'information sur les réserves et la production, tant pour les réserves prouvées que pour les réserves probables, avant redevances et après redevances.

GLOSSAIRE

Le texte qui suit constitue un glossaire de certaines expressions et de certains termes utilisés dans la présente notice annuelle. Ainsi, on entend par :

« **acte relatif aux billets** », l'acte daté du 18 septembre 2009 passé entre Filiale inc. et The Bank of New York Mellon;

« **actifs de Cenovus** », les actifs qu'a transférés EnCana à Filiale inc. aux termes de la convention de scission et qui sont décrits à la rubrique « Développement général de notre entreprise – L'arrangement »;

« **actionnaire dissident** », un actionnaire d'EnCana qui a exprimé en bonne et due forme sa dissidence à l'égard de la résolution spéciale relative à l'approbation de l'arrangement;

« **actions ordinaires** », les actions ordinaires du capital-actions de Cenovus Energy Inc.;

« **actions privilégiées** », collectivement, les actions privilégiées de premier rang et les actions privilégiées de deuxième rang;

« **actions privilégiées de deuxième rang** », les actions privilégiées de deuxième rang du capital-actions de Cenovus Energy Inc.;

« **actions privilégiées de premier rang** », les actions privilégiées de premier rang du capital-actions de Cenovus Energy Inc.;

« **arrangement** », un arrangement en vertu de l'article 192 de la LCSA concernant, entre autres, EnCana, 7050372 et Filiale inc., qui est entré en vigueur à la date d'entrée en vigueur;

« **billets** », collectivement, les billets de 2014, les billets de 2019 et les billets de 2039;

« **billets de 2014** », les billets de premier rang de 4,50 % d'un capital global de 800 000 000 \$ échéant le 15 septembre 2014 émis par Filiale inc. le 18 septembre 2009;

« **billets de 2019** », les billets de premier rang de 5,70 % d'un capital global de 1 300 000 000 \$ échéant le 15 octobre 2019 émis par Filiale inc. le 18 septembre 2009;

« **billets de 2039** », les billets de premier rang de 6,75 % d'un capital global de 1 400 000 000 \$ échéant le 15 novembre 2039 émis par Filiale inc. le 18 septembre 2009;

« **conseil** », notre conseil d'administration;

« **convention de scission** », la convention de scission et de transition, datée du 30 novembre 2009, concernant, entre autres, EnCana, 7050372 et Filiale inc. relative au transfert des actifs de Cenovus par EnCana à Filiale inc., à la prise en charge par 7050372 et Filiale inc. des passifs pris en charge et à certains arrangements transitoires après la réalisation de l'arrangement, ainsi qu'elle peut être modifiée ou complétée à l'occasion conformément à ses modalités;

« **convention relative à l'arrangement** », la convention relative à l'arrangement datée du 20 octobre 2009 intervenue entre EnCana, 7050372 et Filiale inc.;

« **convention relative aux questions de main-d'œuvre** », la convention relative aux questions de main-d'œuvre et d'avantages sociaux datée du 23 novembre 2009 intervenue entre EnCana, 7050372 et

Filiale inc. en ce qui concerne certaines questions de main-d'œuvre transitoires nous concernant et concernant EnCana après la réalisation de l'arrangement, telle qu'elle peut être modifiée ou complétée à l'occasion conformément à ses modalités;

« **date d'entrée en vigueur** », le 30 novembre 2009, date à laquelle l'arrangement est entré en vigueur;

« **date et heure de la restructuration** », le moment où la totalité ou la quasi-totalité des actifs de Cenovus ont été transférés par EnCana à Filiale inc. et que les passifs pris en charge ont été pris en charge par Filiale inc., événement qui est survenu à 0 h 10 (heure de Calgary) à la date d'entrée en vigueur;

« **décision en matière d'impôt américain** », la décision à caractère privé reçue de l'Internal Revenue Service des États-Unis confirmant les conséquences fiscales fédérales américaines de l'impôt sur le revenu quant à certains aspects de la restructuration préalable à l'arrangement, de l'arrangement et de certaines autres opérations, y compris les modifications et les suppléments de celles-ci;

« **décision en matière d'impôt canadien** », les décisions anticipées et les opinions en matière d'impôt sur le revenu reçues de l'Agence du revenu du Canada en ce qui concerne certains aspects de la restructuration préalable à l'arrangement, l'arrangement et certaines autres opérations connexes, ainsi que les remplacements de ceux-ci et leurs modifications et suppléments reçus ou devant être reçus de l'Agence du revenu du Canada;

« **DGMV** », le procédé de drainage par gravité au moyen de la vapeur;

« **EDGAR** », le système électronique de collecte de données, d'analyse et de recherche de données aux États-Unis;

« **EnCana** », EnCana Corporation, société existant en vertu de la LCSA;

« **entreprises de Cenovus** », collectivement, la division pétrolière intégrée d'EnCana et la division des plaines canadiennes, telles qu'elles existaient avant la date d'entrée en vigueur;

« **États-Unis** » et « **É.-U.** », les États-Unis d'Amérique;

« **FCCL** », FCCL Partnership, société en nom collectif créée en vertu de la loi intitulée *Partnership Act, R.S.A. 2000*, c. P-3, dans sa version modifiée;

« **Filiale inc.** », Cenovus Energy Inc. (auparavant, EnCana Finance Ltd.), société prorogée en vertu de la LCSA qui a fusionné avec 7050372 à la date d'entrée en vigueur, la société issue de la fusion étant appelée « Cenovus Energy Inc. »;

« **LCSA** », la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, S.R.C. 1985, c. C-44, dans sa version modifiée, et le règlement pris en vertu de cette loi;

« **Loi de 1933** », la loi américaine intitulée *Securities Act of 1933*, dans sa version modifiée;

« **NYSE** », la New York Stock Exchange;

« **options de Cenovus** », les options permettant l'acquisition d'actions ordinaires, y compris tout droit à la plus-value des actions jumelé connexe, que nous avons attribuées aux termes du régime d'options d'achat d'actions des employés de Cenovus et comprend, à moins d'indication contraire, les options de remplacement de Cenovus;

« **options de remplacement d'EnCana** », les options permettant l'acquisition d'actions ordinaires d'EnCana, y compris tout droit à la plus-value des actions jumelé connexe, attribuées par EnCana aux titulaires d'options permettant l'acquisition d'actions ordinaires d'EnCana aux termes de l'arrangement;

« **options de remplacement de Cenovus** », les options permettant l'acquisition d'actions ordinaires, y compris tout droit à la plus-value des actions jumelé connexe, que nous avons attribuées aux titulaires d'options d'EnCana aux termes de l'arrangement;

« **passifs pris en charge** », les passifs que Filiale inc. a pris en charge aux termes de la convention de scission et qui sont décrits à la rubrique « Développement général de notre entreprise – L'arrangement - »;

« **PCGR des États-Unis** », les principes comptables généralement reconnus en vigueur aux États-Unis;

« **PCGR du Canada** », les principes comptables généralement reconnus en vigueur au Canada;

« **plan d'arrangement** », le plan d'arrangement concernant, entre autres, Cenovus Energy Inc. et EnCana;

« **projet CORE** », le projet d'agrandissement de l'installation de cokéfaction et de raffinage de la raffinerie Wood River en Illinois, aux États-Unis;

« **régime de droits des actionnaires** », notre régime de droits des actionnaires daté du 20 octobre 2009 et mis à jour le 30 novembre 2009;

« **Règlement 51-101** », le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* des Autorités canadiennes en valeurs mobilières (la Norme canadienne 51-101 ailleurs qu'au Québec);

« **restructuration préalable à l'arrangement** », les modalités de restructuration exécutées avant que l'arrangement entre en vigueur;

« **SEC** », la Securities and Exchange Commission des États-Unis;

« **SEDAR** », le Système électronique de données, d'analyse et de recherche du Canada;

« **WRB** », WRB Refining LLC;

« **7050372** », 7050372 Canada Inc., une société constituée en vertu de la LCSA, qui a fusionné avec Filiale inc. à la date d'entrée en vigueur, la dénomination de la société issue de la fusion étant « Cenovus Energy Inc. »

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	baril d'équivalent pétrole par jour
kbep	millier de barils d'équivalent pétrole
kbep/j	millier de barils d'équivalent pétrole par jour

Gaz naturel

Tpi ³	billion de pieds cubes
Gpi ³	milliard de pieds cubes
kpi ³	millier de pieds cubes
Mpi ³	million de pieds cubes
Mpi ³ /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 kpi³ pour 1 b. Les mesures établies en bep et kbep peuvent être trompeuses, particulièrement si on les utilise de façon isolée. Le taux de conversion de 1 b pour 6 kpi³ 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 sur les réserves de la société au 31 décembre 2009. Ces données portent notamment sur :
 - a) les quantités estimatives de réserves prouvées et probables de pétrole et de gaz au 31 décembre 2009, au moyen de prix et de coûts constants;
 - b) la valeur actualisée estimative des flux de trésorerie nets futurs connexes établie au moyen de la mesure normalisée des quantités de réserves prouvées de pétrole et de gaz.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer notre avis sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.

Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel d'évaluation des réserves pétrolières et gazières au Canada (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*) (le « manuel COGE ») rédigé en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (division de Calgary) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole), en y apportant les modifications nécessaires pour tenir compte des définitions et des normes énoncées dans les politiques du Financial Accounting Standards Board des États-Unis (les « normes du FASB ») et des exigences juridiques de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (les « exigences de la SEC »).

3. Conformément à ces normes, notre évaluation doit être planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. Dans le cadre de l'évaluation, il faut également vérifier que les données relatives aux réserves sont conformes aux principes et aux définitions mentionnés précédemment.
4. Le tableau suivant présente les quantités estimatives des réserves prouvées (après redevances) et la valeur estimative des flux de trésorerie nets futurs connexes (avant déduction des impôts sur les bénéfiques) compte tenu de prix et de coûts constants et calculées au moyen d'un taux d'actualisation de 10 pour cent faisant partie des données sur les réserves de la société que nous avons évaluées pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Évaluateur et date d'établissement du rapport	Emplacement des réserves	Quantités estimatives des réserves prouvées après les redevances		Valeur estimative des flux de trésorerie nets futurs connexes, avant impôts, avec taux d'actualisation de 10 % (M\$ US)
		Liquides (Mb)	Gaz (Gpi ³)	
McDaniel & Associates Consultants Ltd. Le 11 janvier 2010	Canada	879	1 386	8 881
GLJ Petroleum Consultants Ltd. Le 11 janvier 2010	Canada	72	88	1 004
Totaux		951	1 474	9 885

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies conformément au manuel COGE, dans sa version modifiée tenant compte des normes du FASB et des exigences de la SEC, et y sont conformes, à tous égards importants.
6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports mentionnés au paragraphe 4 pour tenir compte de faits et de circonstances postérieurs à leurs dates d'établissement respectives.
7. Parce que les données relatives aux réserves sont fondées sur des opinions concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés, et les écarts peuvent être importants. Toutefois, les changements devraient concorder avec le fait que les réserves sont classées en fonction de la probabilité de leur récupération.

Signé pour notre rapport indiqué précédemment :

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

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

Le 9 février 2010

ANNEXE B

RAPPORT DE LA DIRECTION ET DES ADMINISTRATEURS SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET D'AUTRES INFORMATIONS

La direction et les administrateurs de Cenovus Energy Inc. (la « société ») ont la responsabilité de préparer et de communiquer l'information sur les activités pétrolières et gazières de la société, conformément aux exigences de la réglementation en valeurs mobilières. Selon les dispositions réglementaires applicables à la société figurant dans le Règlement 51-101, dans sa version modifiée par une décision datée du 20 octobre 2009, l'information prévue par les exigences d'information en vigueur aux États-Unis (au sens des *US Disclosure Requirements* dans la décision) doit être communiquée et être conforme à celles-ci. L'information exigée comprend les données sur les réserves, c'est-à-dire :

- a) les quantités estimatives de réserves prouvées de pétrole et de gaz en date du 31 décembre 2009, déterminées au moyen de prix et de coûts constants;
- b) la valeur actualisée estimative des flux de trésorerie nets futurs connexes établie au moyen de la mesure normalisée de calcul des quantités de réserves prouvées de pétrole et de gaz.

La société communiquera également des données facultatives sur les réserves, soit les quantités estimatives de réserves probables de pétrole et de gaz en date du 31 décembre 2009 déterminées au moyen de prix et de coûts constants.

Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont évalué les données relatives aux réserves de la société. Le rapport de ces évaluateurs, daté du 9 février 2010 (le « rapport des ERQI ») et précisant les normes observées et les résultats obtenus, est joint au présent rapport.

Le comité des réserves du conseil d'administration de la société, dont tous les membres sont non reliés et non membres de la direction, a :

- a) examiné les procédures suivies par la société pour fournir l'information voulue aux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- b) rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants pour déterminer si la direction leur avait imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir un rapport sans aucune restriction;
- c) examiné les données relatives aux réserves, telles qu'elles sont indiquées dans le rapport des ERQI, avec la direction et chacun des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Le conseil d'administration de la société (le « conseil d'administration ») a examiné la mesure normalisée de calcul à l'égard des quantités de réserves prouvées de pétrole et de gaz de la société. De plus, il a examiné les procédures suivies par la société pour rassembler et présenter d'autres renseignements concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné ces renseignements avec la direction. Le conseil d'administration a approuvé :

- a) le contenu et le dépôt auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières de l'information sur les quantités de réserves prouvées de pétrole et de gaz, sur le calcul de la mesure normalisée connexe et sur les quantités de réserves probables de pétrole et de gaz ainsi que les autres renseignements sur les activités pétrolières et gazières de la société qui figurent dans sa notice annuelle jointe au présent rapport;
- b) le dépôt du rapport des ERQI;
- c) le contenu et le dépôt du présent rapport.

Parce que les données sur les réserves sont fondées sur des opinions concernant des événements futurs, les résultats réels différeront des résultats estimatifs, et les écarts peuvent être importants. Toutefois, les changements devraient concorder avec le fait que les réserves sont classées en fonction de leur probabilité de récupération.

(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 10 février 2010

ANNEXE C

MANDAT DU COMITÉ DE VÉRIFICATION

I. OBJECTIF

Le conseil d'administration de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société ») nomme le comité de vérification (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 aux exigences juridiques et réglementaires.
- Recevoir et examiner les rapports du comité de vérification 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 les vérifications des états financiers de la société.
- Superviser et contrôler les compétences, l'indépendance et le rendement des vérificateurs externes et du service de vérification interne de la société.
- Mettre en place une voie de communication entre les vérificateurs externes, la direction, le service de vérification 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 de vérification 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 de vérification* (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 de vérificateur 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 vérificateur 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 la vérification 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, la vérification, 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 de vérification.

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 de vérification 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 de vérification 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 vérificateurs 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 de vérification 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 vérificateurs externes de la société.

Un membre et les vérificateurs 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 vérificateurs 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 de vérification, de services liés à la vérification, de services en fiscalité et autres services par les vérificateurs 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 vérifiés et les documents connexes avant leur dépôt ou leur diffusion et en discuter avec la direction et les vérificateurs 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 de vérification des états financiers par les vérificateurs externes et de leur rapport connexe.
 - e) Un examen des modifications importantes requises dans le plan de vérification des vérificateurs externes.
 - f) Un examen des difficultés ou des différends importants avec la direction survenus au cours de la vérification, y compris des restrictions quant à la portée du travail des vérificateurs externes ou à leur accès aux renseignements requis.
 - g) Un examen de toutes les autres questions concernant la tenue de la vérification qui doivent être communiquées au comité aux termes des normes de vérification généralement reconnues.
2. Examiner les éléments suivants et les recommander formellement au conseil d'administration pour qu'il les approuve :
 - a) Les états financiers vérifiés de la fin d'exercice. L'examen doit comprendre des discussions avec la direction et les vérificateurs 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 vérificateurs 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 vérificateurs 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 vérifiés 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 vérifiés 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 vérificateurs externes et les vérificateurs 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 vérificateurs externes et le service de vérification interne, ainsi que les réactions de la direction à cet égard.
8. Examiner, conjointement avec les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, le degré de coordination des plans de vérification des vérificateurs internes et des vérificateurs 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 de vérification afin de garantir l'exhaustivité de ceux-ci et l'utilisation efficace des ressources de vérification. Toute recommandation importante des vérificateurs 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 le vérificateur interne ou les vérificateurs 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 la vérification interne et les vérificateurs externes, les résultats de leur examen portant sur la surveillance par la société de la conformité à 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 vérificateurs internes ou les vérificateurs 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 mettre à jour 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 de vérification.
17. Examiner avec le président et chef de la direction, le vice-président directeur et chef des finances de la société et les vérificateurs 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.

Vérificateurs 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 vérificateurs externes (y compris le règlement des désaccords entre la direction et les vérificateurs externes en ce qui a trait à la communication de l'information financière) aux fins d'établir ou de remettre un rapport de vérification ou d'exécuter d'autres services de vérification, d'examen ou d'attestation pour le compte de la société. Les vérificateurs externes font rapport directement au comité.
20. Tenir des réunions périodiques avec les vérificateurs externes (en l'absence de la direction) et s'assurer de la disponibilité des vérificateurs 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 vérificateurs 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 vérificateurs externes.
 - c) Les autres communications écrites importantes échangées entre les vérificateurs 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 vérificateurs externes portant sur les éléments suivants :

- a) Les procédures de contrôle de la qualité interne des vérificateurs externes.
 - b) Les questions importantes soulevées par le dernier examen du contrôle de la qualité interne ou de contrôle des vérificateurs externes par des homologues ou par toute enquête gouvernementale ou d'autorités professionnelles au cours des cinq exercices précédents relativement à une ou plusieurs vérifications indépendantes exécutées par les vérificateurs externes et les mesures prises pour régler ces questions.
 - c) Dans la mesure envisagée par le paragraphe précédent, toutes les relations entre les vérificateurs externes et la société.
23. Examiner avec les vérificateurs 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 vérificateurs externes, y compris i) recevoir et examiner, dans le cadre du rapport décrit au paragraphe précédent, un exposé officiel écrit provenant des vérificateurs externes délimitant toutes les relations qui pourraient raisonnablement avoir une incidence sur l'indépendance des vérificateurs externes envers la société et les membres de son groupe, ii) discuter avec les vérificateurs externes de toutes relations ou services révélés qui, de l'avis des vérificateurs 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 vérificateurs externes en vue d'établir avec satisfaction l'indépendance des vérificateurs externes.
24. Examiner et évaluer les éléments suivants :
- a) Le rendement de l'équipe des vérificateurs 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 vérificateurs externes à l'assemblée annuelle des actionnaires de la société ou quant à leur congédiement.
 - b) Les modalités de la mission des vérificateurs externes ainsi que leurs honoraires proposés.
 - c) Les plans et les résultats de la vérification externe.
 - d) Toute autre question connexe à la mission de vérification.
 - e) La mission des vérificateurs externes en ce qui a trait aux services non liés à la vérification ainsi que les honoraires versés en contrepartie et leur incidence sur l'indépendance des vérificateurs 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 vérificateurs externes, y compris établir si les contrôles de la qualité des vérificateurs externes sont adéquats ou non ou si la prestation de services autorisés non liés à la vérification permet quand même de conserver l'indépendance des vérificateurs, en tenant compte des opinions de la direction et du chef de la vérification interne. Le comité doit présenter ses conclusions à l'égard des vérificateurs externes au conseil.

26. S'assurer de la rotation des associés au sein de l'équipe de la mission de vérification, conformément aux lois applicables. Afin de garantir l'indépendance continue des vérificateurs externes, déterminer s'il est approprié d'adopter une politique de rotation périodique du cabinet de vérification externe.
27. Définir des politiques claires concernant l'engagement par la société d'employés ou d'anciens employés des vérificateurs externes.
28. Analyser avec la direction et les vérificateurs externes les raisons pour lesquelles les services de cabinets de vérification où ne travaillent pas les principaux vérificateurs externes sont retenus.
29. Prendre en considération et examiner avec les vérificateurs externes, la direction et le chef de la vérification 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 vérifications, 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 vérificateurs externes ou les vérificateurs internes et la direction.
 - d) Les modifications devant être apportées à la portée prévue de leur plan de vérification.
 - e) Les ressources, le budget, les liens de communication, les responsabilités et les activités prévues des vérificateurs externes.
 - f) Le mandat du service de vérification interne.
 - g) La conformité de la vérification interne aux normes de l'Institute of Internal Auditors.

Service de vérification interne et indépendance

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

Approbaton des services de vérification et des services non liés à la vérification

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

34. Examiner et, s'ils sont appropriés et autorisés, approuver la prestation de tous les services de vérification (y compris leurs modalités et la rémunération versée en contrepartie) avant la prestation de ces services par les vérificateurs 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 de vérification et non liés à la vérification 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 vérificateurs externes aux fins d'établir ou de remettre un rapport de vérification ou d'exécuter d'autres services de vérification, 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 vérificateurs externes que la communication de l'information au comité portant sur la découverte d'actes illégaux par les vérificateurs 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.

Approuvé le 30 novembre 2009

ANNEXE D

MANDAT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

La responsabilité fondamentale du conseil d'administration (le « conseil ») de Cenovus Energy Inc. aux termes du mandat est de constituer une équipe de haute direction compétente et de superviser la gestion de l'entreprise en vue d'optimiser la valeur du placement des actionnaires et d'assurer, au moyen d'un régime de gouvernance et de contrôle interne approprié, la bonne marche de l'entreprise d'une façon déontologique et légale.

Responsabilité vis-à-vis l'équipe de direction

- Nommer le chef de la direction et les membres de la haute direction, approuver leur rémunération et superviser le rendement du chef de la direction en fonction d'un ensemble d'objectifs d'entreprise convenus visant à maximiser la valeur du placement des actionnaires.
- De concert avec le chef de la direction, définir le mandat de ce dernier de façon claire, ce qui comprend une description des responsabilités de gestion.
- Veiller à instaurer un processus prévoyant la planification adéquate de la relève, y compris la nomination, la formation et la supervision des membres de la haute direction.
- Circonscrire les pouvoirs pouvant être délégués à la direction.

Efficacité opérationnelle et communication de l'information financière

- Réviser tous les ans et adopter une méthode de planification stratégique et approuver le plan stratégique de la société, lequel tient compte notamment des occasions d'affaires et des risques commerciaux.
- Veiller à mettre en place un système permettant de repérer les principaux risques associés aux activités de la société et à ce que les procédures pratiques les plus efficaces soient mises en place pour permettre de gérer et de minimiser les risques.
- Veiller à mettre en place les procédures permettant de s'occuper de toutes les questions relatives aux exigences réglementaires et administratives et relevant du domaine des valeurs mobilières et d'autres questions du domaine de la conformité.
- Veiller à mettre en place les procédures dont la société a besoin pour atténuer les effets sur l'environnement, lesquelles portent sur les questions de santé et de sécurité qui pourraient être soulevées dans la cadre de ses activités, et exercer ses activités tout en respectant ces normes reconnues.
- Veiller à ce qu'un système de contrôles internes adéquat soit en place.
- Veiller à mettre en place des procédures de contrôle diligent et des mesures de contrôle appropriées en rapport avec les critères de certification applicables concernant la communication de l'information financière de la société et de toute autre information au sujet de celle-ci.

- Réviser et approuver les états financiers de la société et surveiller le respect par cette dernière des exigences applicables en matière de vérification, de comptabilité et de communication de l'information.
- Approuver les budgets d'exploitation et d'immobilisations annuels.
- Réviser et examiner à des fins d'approbation toute modification ou tout écart suggéré par la direction à la stratégie établie, aux budgets d'exploitation et d'immobilisations ou à toute question qui s'écarte du cours normal des affaires.
- Réviser les résultats financiers et les résultats d'exploitation en relation avec la stratégie, les budgets et les objectifs établis de la société.

Intégrité/Conduite de la société

- Approuver une politique de communication de l'information ou des politiques veillant à ce qu'un système de communication entre l'entreprise et les parties intéressées soit mis en place, notamment une procédure de communication de l'information qui soit systématique, transparente, continue, faite en temps opportun et qui facilite les commentaires des parties intéressées.
- Approuver une pratique d'éthique commerciale pour les administrateurs, dirigeants, employés, entrepreneurs et conseillers, en surveiller l'application et approuver toute renonciation à l'application de cette pratique de la part des dirigeants et des administrateurs.

Méthode et efficacité du conseil

- Veillez à ce que les documents du conseil soient distribués à tous les administrateurs suffisamment tôt avant les réunions régulières pour que ces derniers puissent les examiner. On s'attend à ce que les administrateurs assistent à toutes les réunions.
- S'engager dans le processus visant à définir les qualités requises d'un membre du conseil de concert avec le comité de candidatures et de gouvernance, notamment veiller à ce que la majorité des administrateurs soient des administrateurs indépendants conformément au *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance* (tel qu'il est mis en œuvre par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières et modifié de temps à autres).
- Approuver la nomination des administrateurs.
- Donner des orientations générales à chaque nouvel administrateur.
- Instaurer un système adéquat de gouvernance, notamment les pratiques permettant au conseil de fonctionner indépendamment de la direction.
- Instaurer les pratiques appropriées permettant de procéder régulièrement à l'évaluation de l'efficacité du conseil, de ses comités et de ses membres.
- Mettre sur pied des comités, approuver leur mandat respectif ainsi que les limites des pouvoirs pouvant être délégués à chaque comité.

- Réviser et réévaluer la pertinence du mandat du comité de vérification à intervalle régulier, mais au moins une fois par année.
- Réviser la pertinence et la forme de la rémunération des administrateurs afin de veiller à ce qu'elle reflète de façon réaliste les responsabilités et les risques associés aux fonctions d'administrateurs.
- On s'attend à ce que chaque membre du conseil saisisse la nature et les activités de l'entreprise de la société et qu'il se tienne au courant des tendances politiques, économiques et sociales qui prévalent dans tous les pays ou toutes les régions où la société investit ou prévoit effectuer des investissements.
- Les administrateurs indépendants doivent se réunir régulièrement, et au moins une fois par trimestre, sans les administrateurs et les membres de la direction non indépendants.
- Outre ce qui précède, on s'attend à ce que le conseil assume toutes les autres responsabilités qui sont dévolues au conseil, telle qu'elles sont définies dans les règlements de la société, les politiques et pratiques applicables, ainsi que les autres obligations de nature réglementaire ou juridique, telles celles relatives à l'approbation des dividendes, à l'émission de titres, etc.

Approuvé le 30 novembre 2009