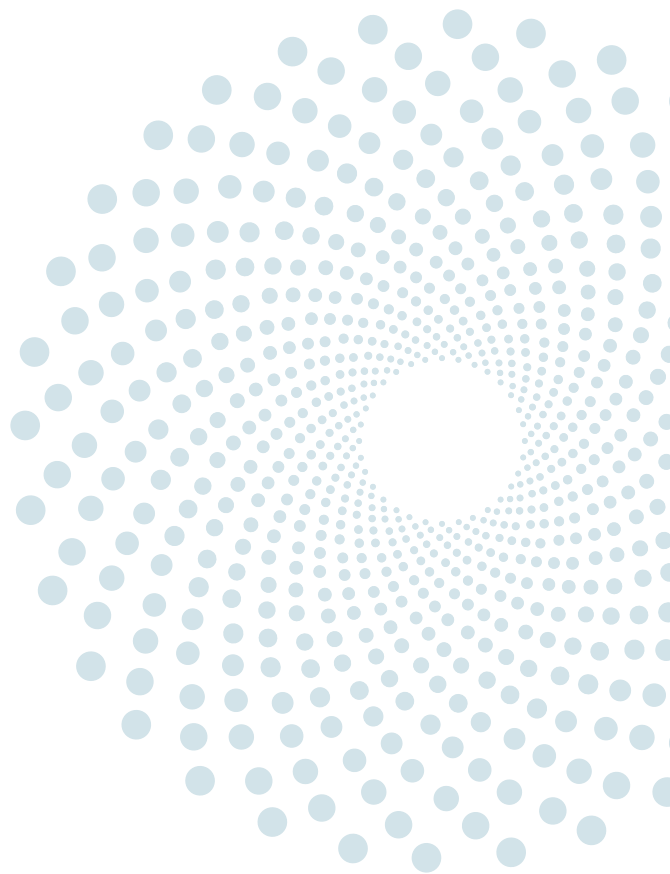
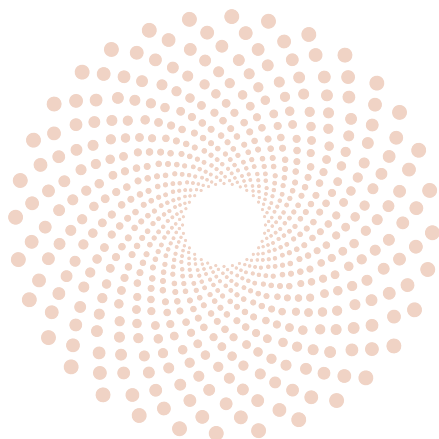
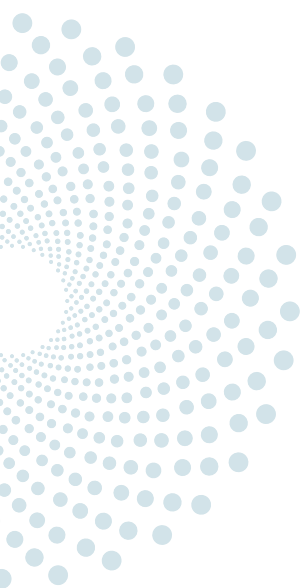


Notice annuelle



Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011

Le 21 février 2012

cenovus
ENERGY

TABLE DES MATIÈRES

ÉNONCÉS PROSPECTIFS	1
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	2
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE NOTRE ENTREPRISE	3
DESCRIPTION DE NOTRE ENTREPRISE	6
Secteur des sables bitumineux	7
Secteur hydrocarbures classiques	11
Raffinage et commercialisation	14
DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRES DONNÉES SUR LE PÉTROLE ET LE GAZ	16
Communication des données relatives aux réserves.....	16
Définitions	19
Rapprochement des réserves.....	21
Ressources éventuelles et prometteuses	25
Autres renseignements pétroliers et gaziers	29
AUTRES RENSEIGNEMENTS	39
Concurrence	39
Considérations environnementales.....	39
Pratique de responsabilité d'entreprise	40
Employés	42
Activités à l'étranger	42
ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION	43
COMITÉ D'AUDIT	48
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	50
DIVIDENDES	52
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	52
FACTEURS DE RISQUE	53
POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES RÉGLEMENTAIRES	64
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	64
CONTRATS IMPORTANTS	65
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES	65
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	65
ABRÉVIATIONS ET CONVERSIONS	67
 ANNEXE A – Rapport sur les données relatives aux réserves des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants	
ANNEXE B – Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information	
ANNEXE C – Mandat du comité d'audit	

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

Pour mettre au point des énoncés prospectifs, il est nécessaire de formuler un certain nombre d'hypothèses et de tenir compte de certains risques et incertitudes, dont certains sont propres à Cenovus alors que d'autres visent l'ensemble du secteur d'activité. Les facteurs ou hypothèses sur lesquels reposent les énoncés prospectifs concernent notamment : nos principes directeurs actuels, dont certaines hypothèses font partie inhérente, que vous pouvez obtenir sur notre site Web, www.cenovus.com; les niveaux prévus de nos dépenses en immobilisations, la souplesse de nos plans d'investissement en capital et des sources de financement connexes, les estimations des quantités récupérables de pétrole, de bitume, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel sur nos terrains et d'autres sources qui ne sont pas actuellement qualifiées de réserves prouvées; notre capacité d'obtenir les approbations nécessaires des organismes de réglementation ou de nos associés; la mise en œuvre réussie et en temps opportun de nos projets d'immobilisations; notre capacité à générer des flux de trésorerie tirés de l'exploitation suffisants pour combler nos obligations actuelles et futures; et d'autres risques et incertitudes décrits de temps à autre dans les documents que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières.

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

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

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

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

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

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

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

Liens intersociétés

Le tableau qui suit présente nos principales filiales et sociétés de personnes en date du 31 décembre 2011 :

Filiales et sociétés de personnes	Pourcentage de propriété¹⁾	Territoire de constitution, de prorogation ou de formation
Cenovus FCCL Ltd.	100	Alberta
Cenovus US Refinery Holdings ²⁾	100	Delaware
FCCL Partnership (« FCCL ») ³⁾	50	Alberta
WRB Refining LP (« WRB ») ⁴⁾	50	Delaware

Notes :

- 1) Comprend les participations directes et indirectes.
- 2) Une société de personnes du Delaware.
- 3) La participation de Cenovus est détenue par l'entremise de Cenovus FCCL Ltd., l'associé exploitant et directeur de FCCL Partnership.
- 4) Cenovus détient sa participation indirectement par l'entremise de Cenovus US Refinery Holdings.

Le tableau précédent comprend toutes nos filiales et sociétés de personnes dont les actifs totaux dépassent 10 pour cent du total de nos actifs consolidés, ou dont les produits dépassent 10 pour cent du total de nos produits des activités ordinaires consolidés. Les actifs et les produits des activités ordinaires de nos filiales et sociétés de personnes qui ne sont pas désignées ne dépassaient pas 20 pour cent du total de nos actifs consolidés ou du total de nos produits des activités ordinaires consolidés au 31 décembre 2011 et pour l'exercice terminé à cette date.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE NOTRE ENTREPRISE

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

Nous avons entrepris nos activités indépendantes le 1^{er} décembre 2009 après la scission d'Encana en deux sociétés d'énergie ouvertes indépendantes : Cenovus et Encana.

Nos activités

Nos secteurs isolables s'établissent comme suit :

- le secteur **sables bitumineux**, qui comprend les actifs de production de bitume de Cenovus à Foster Creek et à Christina Lake, des actifs de pétrole lourd à Pelican Lake, des actifs situés dans de nouvelles zones de ressources, comme Narrows Lake, Grand Rapids et Telephone Lake, ainsi que des actifs de gaz naturel dans la région d'Athabasca. Certains terrains de sables bitumineux exploités par la société, plus particulièrement ceux de Foster Creek, de Christina Lake et de Narrows Lake, sont détenus en copropriété avec ConocoPhillips, une société ouverte américaine non apparentée;
- le secteur **hydrocarbures classiques**, qui comprend le développement et la production de pétrole brut classique, de gaz naturel et de LGN en Alberta et en Saskatchewan, particulièrement le projet de récupération assistée du pétrole par injection de dioxyde de carbone à Weyburn et les terrains de pétrole brut de Bakken et de Lower Shaunavon;
- le secteur **raffinage et commercialisation**, qui est axé sur le raffinage de produits de pétrole brut en pétrole et en produits chimiques à deux raffineries situées aux États-Unis. Nous détenons conjointement les raffineries avec ConocoPhillips, qui en est l'exploitant. Le secteur commercialise également le pétrole brut et le gaz naturel de Cenovus ainsi que les achats et les ventes auprès de tiers de produits qui procurent une souplesse sur le plan de l'exploitation en ce qui a trait aux engagements de transport, aux types de produits, aux points de livraison et à la diversification de la clientèle;
- le secteur **activités non sectorielles et éliminations**, qui comprend principalement les gains et les pertes latents inscrits sur les instruments financiers dérivés, les gains et les pertes au moment du désinvestissement d'actifs, ainsi que les frais généraux et les frais d'administration et les coûts liés aux activités de financement, lesquels sont engagés à l'échelle de Cenovus. À mesure que sont réglés les instruments financiers, les gains réalisés et les pertes subies sont inscrits dans le secteur d'exploitation auquel est rattaché l'instrument dérivé. Les éliminations ont trait au chiffre d'affaires, aux produits des activités ordinaires et aux produits achetés dans le cadre d'opérations intersectorielles, lesquels sont inscrits aux prix de cession en fonction des prix courants du marché, et aux profits intersectoriels latents sur les stocks.

Historique pour les trois derniers exercices

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

2011

- Au cours du deuxième trimestre, nous avons mis à jour notre plan stratégique décennal, établissant une production tirée des sables bitumeux de plus de 400 000 b/j nets et une production de pétrole totale d'environ 500 000 b/j nets d'ici la fin de 2021.
- Au cours du deuxième trimestre, nous avons obtenu l'approbation des organismes de réglementation à l'égard des phases E, F et G du projet de Christina Lake. La capacité de production brute projetée pour chaque phase d'agrandissement est de 40 000 b/j, soit un total de 120 000 b/j de bitume. Nous avons également obtenu, au deuxième trimestre, l'approbation d'un associé à l'égard de la phase E.
- Au cours du deuxième trimestre, nous avons obtenu l'approbation du ministère de l'Énergie de l'Alberta (« MEA ») en vue de l'inclusion de toutes les dépenses en immobilisations engagées à l'égard des phases F, G et H du projet de Foster Creek dans notre calcul actuel des redevances à l'égard de Foster Creek.
- Au cours du deuxième trimestre, nous avons annoncé des projets en vue d'augmenter la capacité de production brute pour chacune des phases F, G et H à Foster Creek pour la faire passer de 30 000 à 35 000 b/j et avons obtenu l'approbation de notre associé pour chaque phase. La capacité de production brute projetée pour chaque phase d'agrandissement a été augmentée de nouveau pour la faire passer à 40 000 b/j pour les phases G et H et à 45 000 b/j pour la phase F en raison du succès de notre technologie de puits interposés (*Wedge Well^{MC}*) et de l'optimisation d'une installation. La capacité de production brute totale pour chacune de ces trois phases au moment de leur parachèvement devrait être de 125 000 b/j de bitume.
- Au cours du troisième trimestre, la phase C du projet de Christina Lake a entrepris sa première production en avance sur les délais prévus, les dépenses en immobilisations étant inférieures à celles prévues au budget pour la phase entière. La production nette à Christina Lake au cours de 2011 s'est établie en moyenne à 11 665 b/j et, à la fin de 2011, elle s'établissait à environ 23 000 b/j.
- Au cours du quatrième trimestre, nous avons terminé la construction de l'unité de cokéfaction et mené à terme les activités de démarrage du projet d'agrandissement de l'installation de cokéfaction et de raffinage du projet (« CORE ») à la raffinerie Wood River. Les dépenses en immobilisations du projet CORE se situaient dans une marge de 10 pour cent de son budget initial. Des essais de fonctionnement du projet CORE, qui se poursuivront au cours du premier trimestre de 2012, ont obtenu du succès jusqu'à ce jour et ont entraîné une augmentation de cinq pour cent du rendement des produits propres. À la fin des essais, la capacité de traitement totale de pétrole brut lourd à la raffinerie Wood sera fonction de la qualité du pétrole brut lourd canadien qui est disponible de façon économique et devrait passer de 200 000 à 220 000 b/j.
- Au cours du quatrième trimestre, Cenovus a déposé une demande et une étude d'impact environnemental (« EIE ») conjointes pour une exploitation commerciale de DGMV à Grand Rapids d'une capacité de production brute de 180 000 b/j.
- Au cours du quatrième trimestre, afin de faire progresser le projet à Telephone Lake, nous avons déposé une demande et une EIE conjointes. Cette demande met à jour la capacité de production brute prévue, qui était de 35 000 b/j dans la demande qui a été déposée en 2007, pour la porter à 90 000 b/j.
- Au cours du quatrième trimestre, nous avons demandé une modification de l'approbation des organismes de réglementation à Christina Lake en vue d'ajouter des installations de cogénération et d'augmenter la capacité de production brute totale prévue de 10 000 b/j pour chacune des phases F et G.

2010

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

2009

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

DESCRIPTION DE NOTRE ENTREPRISE

La carte suivante indique les emplacements de nos actifs en amont et de raffinage au 31 décembre 2011.



Généralités

La totalité de nos réserves et de notre production est située au Canada, principalement dans les provinces d'Alberta et de Saskatchewan. Au 31 décembre 2011, nos avoirs fonciers représentaient environ 7,4 millions d'acres nettes et les réserves prouvées (la participation de la société avant redevances), environ 1 455 millions de barils de bitume, 175 millions de barils de pétrole brut lourd, 115 millions de barils de pétrole brut léger et moyen et de LGN et 1 203 milliards de pieds cubes de gaz naturel. Le facteur de durée estimative des réserves prouvées en fonction de la production visée par une participation directe au 31 décembre 2011 s'établissait à environ 22 ans. Nous avons aussi des réserves probables (la participation de la société avant redevances) d'environ 490 millions de barils de bitume, 109 millions de barils de pétrole brut lourd, 51 millions de barils de pétrole brut léger et moyen et de LGN et 391 milliards de pieds cubes de gaz naturel au 31 décembre 2011.

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

Secteur des sables bitumineux

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

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

En 2011, les dépenses en immobilisations dans les sables bitumineux s'établissaient à 1 415 millions de dollars et ont servi principalement à l'augmentation de la capacité de production des actifs de FCCL. FCCL prévoit augmenter sa capacité de production brute pour la porter à environ 218 000 b/j de bitume après la réalisation de la phase D de Christina Lake, prévue pour le quatrième trimestre de 2012. Les dépenses en immobilisations à Pelican Lake en 2011 concernaient principalement le forage intercalaire afin de faire progresser l'injection de polymères, le forage de puits d'essai stratigraphiques, l'agrandissement d'installations et des dépenses d'entretien. Le secteur des sables bitumineux a également poursuivi l'évaluation du potentiel de nos actifs de nouvelles zones de ressources au cours de 2011 au moyen de notre programme de puits d'essai stratigraphiques d'envergure.

Les projets en 2012 comprennent la poursuite de l'aménagement de nos phases d'agrandissement à Foster Creek et à Christina Lake, des dépenses en immobilisations supplémentaires à notre terrain de Pelican Lake, ainsi que la poursuite d'un programme actif de forage de puits d'essai stratigraphiques dans nos actifs situés dans de nouvelles zones de ressources ainsi que l'avancement des projets à nos terrains de Grand Rapids et de Telephone Lake.

Au 31 décembre 2011, nous disposons de droits sur le bitume visant environ 1 227 000 acres brutes (889 000 acres nettes) dans les régions d'Athabasca et de Cold Lake ainsi que le droit exclusif de louer 544 000 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 nos avoirs fonciers au 31 décembre 2011 :

Avoirs fonciers – Sables bitumineux (en milliers d'acres)	Développés		Non développés		Total		Participation directe moyenne
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	
Foster Creek	12	6	130	65	142	71	50 %
Christina Lake	6	3	33	16	39	19	50 %
Pelican Lake	105	105	287	283	392	388	99 %
Telephone Lake	4	4	142	142	146	146	100 %
Athabasca	445	370	426	355	871	725	83 %
Autres	49	31	956	691	1 005	722	72 %
Total	621	519	1 974	1 552	2 595	2 071	80 %

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

Production – Sables bitumineux (moyenne annuelle)	Pétrole brut et LGN (b/j)		Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production totale (bep/j)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Foster Creek	54 868	51 147	-	-	54 868	51 147
Christina Lake	11 665	7 898	-	-	11 665	7 898
Pelican Lake	20 424	22 966	-	-	20 424	22 966
Athabasca	-	-	34	40	5 667	6 667
Autres	-	-	3	3	500	500
Total	86 957	82 011	37	43	93 124	89 178

Le tableau suivant résume nos participations dans des puits productifs au 31 décembre 2011. Ces nombres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2011 :

Puits productifs – Sables bitumineux (nombre de puits)	Puits de pétrole productifs		Puits de gaz productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Foster Creek	204	102	-	-	204	102
Christina Lake	38	19	-	-	38	19
Pelican Lake	444	444	5	5	449	449
Athabasca	-	-	416	394	416	394
Autres	1	1	17	17	18	18
Total	687	566	438	416	1 125	982

Foster Creek

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

Nous avons réalisé avec succès des essais pilotes relativement à notre technologie Wedge Well^{MC} à Foster Creek suivant laquelle un puits supplémentaire est foré entre deux puits productifs jumelés pour produire du bitume qui est chauffé par la chaleur d'une chambre de vapeur située à proximité, mais qui n'est pas récupérable par les puits de production adjacents, et avons mis cette nouvelle technologie en application. Cette technologie ne nécessite que très peu de vapeur supplémentaire et

aide donc à réduire le ratio vapeur/pétrole dans son ensemble. En 2011, nous avons foré 10 puits au moyen de cette technologie (20 puits en 2010) et, au 31 décembre 2011, 41 puits de ce type étaient en production.

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

Christina Lake

Nous avons une participation de 50 pour cent à Christina Lake, un terrain de sables bitumineux situé dans le nord-est de l'Alberta où la technologie de DGMV est utilisée et dont la production se fait à partir de la formation McMurray. La phase C d'agrandissement a été parachevée en 2011 et a augmenté la capacité de production brute pour la porter à environ 58 000 b/j de bitume. En 2011, nous avons obtenu l'approbation des organismes de réglementation à l'égard des phases E, F et G, qui devraient ajouter au total environ 140 000 b/j à la capacité de production brute de bitume. Au cours du quatrième trimestre de 2011, nous avons demandé une modification de notre demande existante en vue d'ajouter des installations de cogénération à Christina Lake et d'augmenter la capacité de production brute totale de 10 000 b/j à l'égard de chacune des phases F et G. En 2011, nous avons foré trois puits (quatre puits en 2010) à Christina Lake au moyen de notre technologie Wedge Well^{MC}, et au 31 décembre 2011, quatre puits de ce type étaient en production.

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

En 2011, nous avons eu recours à la technologie de dilatation par la vapeur à l'occasion du démarrage de la phase C de Christina Lake. Au fur et à mesure que la vapeur est injectée dans l'injecteur et les puits productifs à haute pression, la force de la vapeur change la structure des grains de sable et crée des vides qui sont comblés par l'eau. Ce procédé augmente à la fois la porosité et la mobilité de l'eau, ce qui permet l'écoulement des fluides entre les puits. La dilatation par la vapeur nécessite de petites modifications des installations de surface uniquement et des coûts supplémentaires minimes, comporte un délai de moins de un mois et se traduit par un démarrage plus uniforme tout le long des puits jumelés, ce qui permet aux puits d'atteindre des taux de production maximaux plus rapidement. Parmi les avantages que confère la vapeur, on compte un délai de démarrage plus court, une réduction de la durée de la circulation de la vapeur et une diminution du ratio vapeur/pétrole cumulatif.

Narrows Lake

Nous détenons une participation de 50 pour cent à Narrows Lake, un terrain de sables bitumineux situé dans la région de Christina Lake dans le nord-est de l'Alberta. Au cours du premier trimestre de 2010, nous avons entrepris un processus d'approbation réglementaire à l'égard de Narrows Lake en déposant un projet cadre pour une EIE, et avons entrepris une consultation publique à l'égard du projet. Au cours du deuxième trimestre de 2010, le cadre de fonctionnement définitif a été publié par le ministère de l'Environnement de l'Alberta et une demande et une EIE conjointes ont été déposées. Le projet fait état d'une capacité de production brute de 130 000 b/j de bitume dont le développement aura lieu en trois phases, la première phase devant avoir une capacité de production d'environ 40 000 b/j de bitume. La demande que nous avons soumise comprend l'option de mettre en œuvre la technologie PAS à Narrows Lake, ce qui permettrait au projet d'être développé en deux phases de 65 000 b/j plutôt qu'en trois phases. Le projet devrait entreprendre la production en 2016, sous réserve de la réception de l'approbation des organismes de réglementation.

Pelican Lake

Nous produisons du pétrole brut lourd à partir de la formation du Crétacé Wabiskaw sur notre terrain de Pelican Lake, qui est située dans la grande région de Pelican dans le nord-est de l'Alberta, au moyen de puits horizontaux à injection de polymères disposés selon une configuration précise. En 2011, nos dépenses en immobilisations concernaient principalement les travaux de forage intercalaire visant l'avancement de l'injection de polymères, le forage de puits d'essai stratigraphiques, l'agrandissement d'installations et les programmes d'entretien. En 2011, nous avons foré 31 puits de pétrole lourd.

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 depuis le nord de l'Alberta jusqu'aux marchés du pétrole brut.

Actifs des nouvelles zones de ressources

Nos actifs situés dans de nouvelles zones de ressources comprennent nos nouveaux terrains de sables bitumineux.

Notre terrain de Grand Rapids est situé dans la grande région de Pelican, dans le nord-est de l'Alberta, où d'importants gisements de bitume ont été découverts dans la formation du Crétacé de Grand Rapids. Au cours de 2011, nous avons mené un projet pilote à Grand Rapids, qui continuera d'être exploité en 2012. Au quatrième trimestre de 2011, nous avons déposé une demande et une EIE conjointes en vue de l'exploitation commerciale d'une capacité de production de 180 000 b/j.

Notre terrain à Telephone Lake est situé dans la région de Borealis dans le nord-est de l'Alberta. Une demande et une EIE conjointes ont été déposées en 2007 auprès de l'ERCB et du ministère de l'Environnement de l'Alberta pour le développement du terrain, y compris la construction d'une installation dotée d'une capacité de production de 35 000 b/j de bitume. Au cours du quatrième trimestre de 2011, nous avons soumis une demande et une EIE conjointes révisées, qui augmentent la capacité de production prévue à 90 000 b/j. Des parties du réservoir de Telephone Lake sont recouvertes d'une nappe d'eau non salée. Afin d'augmenter le rendement du procédé de DGMV, cette eau doit être retirée avant que les activités de DGMV débutent. Au cours du premier trimestre de 2012, un important essai aura lieu afin d'assécher une zone confinée et les résultats seront contrôlés pendant toute l'année.

Les terrains Steepbank et East McMurray sont également situés dans la région de Borealis, au sud-ouest de Telephone Lake. Un programme actif d'exploration est mené à l'égard de ces terrains. En 2011, 44 puits stratigraphiques ont été forés et des levés sismiques bidimensionnels sur 210 km ont été réalisés. Un programme de taille comparable est en cours en 2012.

Gaz de l'Athabasca

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

La production de gaz naturel continue d'être touchée par les décisions de l'ERCB prises entre 2003 et 2009 ordonnant l'interruption de la production de gaz naturel provenant des formations McMurray, Wabiskaw et Clearwater qui peuvent mettre en péril la récupération des ressources de bitume dans la région. Les décisions ont entraîné une diminution de notre production annualisée de gaz naturel d'environ 21 millions de pieds cubes par jour en 2011 (23 millions de pieds cubes par jour en 2010). Le MÉA 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, mais cette aide est fonction des prix du gaz naturel.

Secteur hydrocarbures classiques

Nous avons des activités de pétrole brut classique et de gaz naturel en Alberta et en Saskatchewan. Le secteur des hydrocarbures classiques comprend les terrains de pétrole brut dans le sud de l'Alberta, le projet de récupération assistée de pétrole par CO₂ de Weyburn ainsi que nos nouveaux terrains de Bakken et de Lower Shaunavon.

Au 31 décembre 2011, nous avons un portefeuille foncier établi d'environ 5,5 millions d'acres brutes (5,3 millions d'acres nettes), dont environ 3,7 millions d'acres brutes (3,6 millions d'acres nettes), sont développées. Les droits miniers sur environ 59 pour cent de nos avoirs fonciers nets sont détenus en fief par Cenovus, ce qui signifie que la production est assujettie à une taxe minière qui est généralement inférieure à la redevance de la Couronne imposée sur la production tirée de terrains où le gouvernement est propriétaire des droits miniers. Nous pouvons louer une partie de nos avoirs fonciers en fief dans des régions où le terrain ne correspond pas à nos objectifs commerciaux à long terme. Nous louons des terrains de la Couronne dans certaines régions de l'Alberta, principalement dans les formations géologiques du Crétacé inférieur, surtout dans les régions de Suffield et de Wainwright. En Saskatchewan, la majorité de notre production actuelle provient de terrains que nous louons de la province de la Saskatchewan.

En 2011, nos dépenses en immobilisations dans le secteur classique se sont établies à 788 millions de dollars et mettaient surtout l'accent sur les terrains de pétrole brut, y compris le forage et le travail liés aux installations à Weyburn et dans le sud de l'Alberta ainsi que le forage dans les régions de Bakken et de Lower Shaunavon.

Les projets pour 2012 comprennent des dépenses en immobilisations supplémentaires à l'égard de nos terrains de Weyburn, de Bakken et de Lower Shaunavon ainsi que pour nos terrains de pétrole brut en Alberta. Les dépenses devraient être engagées à l'égard de forages supplémentaires, d'optimisations et de recomplétions de puits et d'investissements dans l'infrastructure des installations nécessaire pour poursuivre le développement de nos actifs.

Le tableau suivant résume nos avoirs fonciers au 31 décembre 2011 :

Avoirs fonciers - Classique (en milliers d'acres)	Développés		Non développés		Total		Participation directe moyenne
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	
Alberta							
Suffield	915	906	106	103	1 021	1 009	99 %
Brooks North	571	569	8	8	579	577	100 %
Langevin	730	691	244	226	974	917	94 %
Drumheller	402	390	45	42	447	432	97 %
Wainwright	354	332	208	203	562	535	95 %
Boyer	590	558	204	164	794	722	91 %
Saskatchewan							
Weyburn	108	95	368	348	476	443	93 %
Shaunavon / Bakken	26	24	370	367	396	391	99 %
Autres	9	6	19	19	28	25	87 %
Manitoba	3	3	261	261	264	264	100 %
Total	3 708	3 574	1 833	1 741	5 541	5 315	96 %

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

Production – Classique (moyenne annuelle)	Pétrole brut et LGN (b/j)		Gaz naturel (Mpi ³ /j)		Production totale (bep/j)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Alberta						
Suffield	11 505	12 742	182	200	41 838	46 075
Brooks North	2 064	1 637	236	240	41 397	41 637
Langevin	7 361	7 728	118	152	27 028	33 062
Drumheller	2 298	2 109	61	72	12 465	14 109
Wainwright	4 251	4 414	-	3	4 251	4 914
Boyer	9	13	22	24	3 676	4 013
Saskatchewan						
Weyburn	16 178	16 537	-	-	16 178	16 537
Shaunavon / Bakken	3 616	1 996	-	3	3 616	2 496
Autres	47 282	47 176	619	694	150 449	162 843

Le tableau suivant résume nos participations dans des puits productifs au 31 décembre 2011. Ces chiffres excluent les puits en mesure de produire, mais qui n'étaient pas productifs au 31 décembre 2011 :

Puits productifs – Classique	Puits de pétrole productifs		Puits de gaz productifs		Total des puits productifs	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta						
Suffield	746	746	10 649	10 631	11 395	11 377
Brooks North	111	111	7 520	7 411	7 631	7 522
Langevin	243	240	4 842	4 826	5 085	5 066
Drumheller	169	165	1 615	1 555	1 784	1 720
Wainwright	442	400	19	5	461	406
Boyer	7	1	1 079	1 078	1 086	1 079
Saskatchewan						
Weyburn	712	448	-	-	712	448
Shaunavon / Bakken	96	93	-	-	96	93
Total	2 526	2 204	25 724	25 506	28 250	27 710

Terrains de pétrole brut

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

Nous avons une participation directe de 62 pour cent dans la partie unifiée du champ de pétrole brut de Weyburn, situé dans le sud-est de la Saskatchewan. Toutefois, en tenant compte d'une obligation au titre d'une participation avec redevances nette envers un tiers, notre participation financière est de 50 pour cent. L'unité de Weyburn produit du pétrole brut acide léger et moyen à partir de la formation du Mississippien Midale et s'étend sur 78 sections de terrain. Cenovus est l'exploitant, et nous augmentons la récupération finale de pétrole brut au moyen d'un projet d'injection de CO₂ miscible. Au 31 décembre 2011, environ 87 pour cent de l'aménagement de la configuration d'injection CO₂ approuvée avait été mené à bien à l'unité de Weyburn. Depuis la création du projet, environ 18 millions de tonnes de CO₂ ont été injectées dans le cadre du programme. 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 aux États-Unis.

En 2011, nous avons poursuivi le développement des zones productives possibles de pétrole brut moyen et léger dans les zones de Bakken et de Lower Shaunavon, en Saskatchewan, où nous avons foré 81 puits et avons augmenté la production pour la porter à environ 3 581 b/j de pétrole brut. La majorité des sections de terrains que nous détenons dans ces régions appartiennent à la Couronne.

Le tableau suivant résume les puits de pétrole nets forés et les volumes de production de pétrole moyenne quotidienne pour les périodes indiquées :

Puits forés nets et production	Puits forés nets		Production moyenne (b/j)			
			Léger/moyen		Lourd	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Alberta						
Suffield	45	43	-	-	11 484	12 717
Brooks North	42	41	1 898	1 458	-	-
Langevin	68	22	7 172	7 529	-	-
Drumheller	49	30	1 617	1 403	-	-
Wainwright	29	3	67	452	4 173	3 942
Boyer	-	-	9	12	-	-
Saskatchewan						
Weyburn	6	3	16 180	16 534	-	-
Shaunavon / Bakken	81	36	3 581	1 958	-	-
Autres	5	2	-	-	-	-
Total	325	180	30 524	29 346	15 657	16 659

Terrains de gaz naturel

Nous détenons des participations dans de multiples zones dans les régions de Suffield, de Brooks North, de Langevin et de Drumheller dans le sud de l'Alberta. Le développement dans ces régions met l'accent sur les recompléments et sur l'optimisation des puits existants.

Le tableau suivant résume les puits de gaz forés nets et les volumes de la production de gaz moyenne quotidienne pour les périodes indiquées :

Puits forés nets et production	Puits forés nets		Production moyenne (Mpi ³ /j)	
	2011	2010	2011	2010
Suffield	-	292	182	200
Brooks North	65	149	236	240
Langevin	-	24	118	152
Drumheller	-	29	61	72
Autres	-	1	22	30
Total	65	495	619	694

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

de ce comité en ressources adéquates afin d'assurer une bonne supervision du projet sur le plan environnemental. Le comité mixte a également conclu que d'autres mesures d'atténuation et recommandations devraient être suivies une fois que les deux conditions préalables seraient respectées. Nous travaillons avec les parties intéressées nécessaires pour aller de l'avant avec ce projet.

Les actifs de gaz naturel constituent une importante partie de nos assises financières, générant un flux de trésorerie d'exploitation bien supérieur à leurs besoins de dépenses en immobilisations permanents. L'entreprise de gaz naturel sert également de couverture économique contre la fluctuation des prix puisque le gaz naturel alimente les activités de la société liées aux sables bitumeux et au raffinage.

Nous envisageons de gérer les diminutions des volumes de gaz naturel en ciblant un niveau de production à long terme qui correspondra à l'utilisation interne prévue future de Cenovus à ses installations de sables bitumeux et de raffinage.

Raffinage et commercialisation

Raffinage

Par l'intermédiaire de WRB Refining LP (« WRB »), nous avons une participation de 50 pour cent dans les raffineries de Wood River et de Borger, situées à Roxana, en Illinois, et à Borger, au Texas, respectivement. ConocoPhillips est l'exploitant et l'associé directeur de WRB. WRB a un comité de direction, composé de trois représentants de Cenovus et de trois représentants de ConocoPhillips, chaque société détenant des droits de vote égaux. Au cours de 2011, nos raffineries avaient une capacité totale d'environ 452 000 b/j de pétrole brut et d'environ 45 000 b/j de LGN, y compris une capacité de traitement pouvant atteindre 145 000 b/j de pétrole brut lourd. Au fur et à mesure des essais de fonctionnement, les augmentations de la capacité de raffinage maximale démontrée attribuables au projet CORE à la raffinerie de Wood River, y compris les capacités accrues de cokéfaction et de traitement de pétrole brut lourd, seront prises en compte dans nos activités de 2012.

Raffinerie de Wood River

Au cours de 2011, la raffinerie de Wood River avait une capacité de traitement d'environ 306 000 b/j, y compris d'environ 110 000 b/j de pétrole brut lourd. 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 des États-Unis. D'autres produits sont transportés par pipeline, camion, barge et wagon vers les marchés du Midwest des États-Unis.

Des essais de fonctionnement du projet CORE, qui se poursuivront au cours du premier trimestre de 2012, ont obtenu du succès jusqu'à ce jour et ont entraîné une augmentation de cinq pour cent du rendement des produits propres. À la fin de l'essai, la capacité de traitement totale de pétrole brut lourd de la raffinerie de Wood River dépendra de la qualité du pétrole brut lourd canadien disponible de façon économique, et devrait augmenter de 200 000 à 220 000 b/j.

Raffinerie de Borger

Au 31 décembre 2011, la raffinerie de Borger avait une capacité de traitement d'environ 146 000 b/j de pétrole brut, dont environ 35 000 b/j de pétrole brut lourd et environ 45 000 b/j de LGN. Elle traite principalement du pétrole brut de densité moyenne, 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.

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

Activités de raffinage¹⁾	2011	2010
Capacité de pétrole brut (kb/j)	452	452
Livraison de pétrole brut (kb/j)	401	386
Utilisation du pétrole brut (%)	89	86
Produits raffinés (kb/j)		
Essence	207	204
Distillats	132	123
Autres	80	78
Total	419	405

Note :

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

Commercialisation

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

Nous cherchons également à atténuer le risque propre au marché associé aux flux de trésorerie futurs en concluant divers contrats de gestion des risques à l'égard des produits fabriqués. Des renseignements sur les opérations concernant nos diverses positions de gestion des risques à l'égard du pétrole brut, du gaz naturel et de l'électricité figurent dans les notes de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

Commercialisation du pétrole brut

Nous gérons le transport et la commercialisation du pétrole brut pour nos activités en amont. Notre objectif consiste à vendre la production afin d'obtenir le meilleur prix en tenant compte des contraintes d'un portefeuille de vente diversifié ainsi qu'à obtenir les condensats et à en gérer l'approvisionnement, les stocks et l'entreposage afin de combler nos besoins en diluants. Notre carnet d'engagements de transport comprend des canalisations d'amenée en provenance de nos régions productives à destination des centres commerciaux d'Edmonton et de Hardisty et d'autres importants pipelines afin d'atteindre les marchés en aval de ces centres. Nos autres engagements de transport concernent principalement l'approvisionnement fiable en diluants ainsi que le stockage, l'acheminement aux terminaux et le transport par wagon de volumes de produits mélangés et de condensats.

Commercialisation du gaz naturel

Nous gérons également la commercialisation de notre gaz naturel, qui est principalement vendu auprès d'entreprises industrielles, d'autres producteurs et des 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.

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

À titre d'émetteur canadien, nous sommes assujettis aux obligations d'information des organismes canadiens de réglementation des valeurs mobilières, y compris l'information relative à nos réserves, conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 » et la Norme canadienne 51-101 ailleurs qu'au Québec).

Nos réserves sont principalement situées en Alberta et en Saskatchewan, au Canada. Nous retenons les services de deux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants (« ERQI »), McDaniel and Associates Consultants Ltd. (« McDaniel ») et GLJ Petroleum Consultants Ltd. (« GLJ »), pour qu'ils évaluent tous les ans la totalité de nos réserves de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen, de LGN, de gaz naturel et de méthane de houille et préparent des rapports sur celles-ci. McDaniel a évalué environ 95 pour cent de nos réserves prouvées totales, situées partout en Alberta et en Saskatchewan, et GLJ a évalué environ 5 pour cent de nos réserves prouvées totales, situées à Boyer et à Weyburn. Nous avons également retenu les services de McDaniel pour qu'elle évalue la totalité de nos ressources éventuelles et éventuelles de bitume.

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

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

La classification des réserves comme des réserves prouvées ou probables ne constitue qu'un effort de définition du niveau de certitude associé aux estimations. Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des quantités de réserves de bitume, de pétrole et de gaz naturel. Il ne faut pas tenir pour acquis que les estimations des produits nets futurs présentés dans les tableaux qui suivent représentent la juste valeur au marché des réserves. Rien ne garantit que les prix prévus et les hypothèses relatives aux coûts deviendront réalité, et les écarts pourraient être importants. Les lecteurs devraient lire les définitions et les renseignements figurant aux rubriques « Notes supplémentaires sur les tableaux des données relatives aux réserves », « Définitions » et « Hypothèses de prix » à la lumière des renseignements communiqués. Les estimations des réserves fournies aux présentes sont des estimations uniquement, et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations communiquées. Veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Incertitude des estimations des réserves, des ressources et des produits nets futurs » de la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements.

Les données relatives aux réserves et les autres renseignements relatifs aux activités pétrolières et gazières figurant dans la présente notice annuelle sont en date du 13 février 2012, avec prise d'effet le 31 décembre 2011. McDaniel a préparé les renseignements en date du 12 janvier 2012, et GLJ, en date du 9 janvier 2012.

Communication des données relatives aux réserves

Les données relatives aux réserves présentées résumant nos réserves de bitume, de pétrole lourd, de pétrole léger et moyen et de LGN et nos réserves de gaz naturel et de méthane de houille, ainsi que les valeurs actualisées nettes des produits nets futurs tirés de ces réserves. Les données relatives aux

réerves sont calculées en fonction des prix et des coûts prévisionnels avant les provisions au titre des intérêts, des frais généraux et d'administration, des coûts associés à la réglementation environnementale, de l'incidence de toutes opérations de couverture ou des responsabilités associées à certains abandons ainsi que de tous les coûts liés aux puits, aux pipelines et aux installations et à la remise en état. Les produits nets futurs ont été présentés avant et après impôts.

Nous possédons des droits en fief importants qui génèrent une production pour notre compte de tiers louant ces terrains (la « production attribuable aux droits de redevances »). Au 31 décembre 2011, environ 2,4 millions d'acres dans tout le sud-est de l'Alberta et le sud de la Saskatchewan et du Manitoba étaient louées à des tiers. Conformément au Règlement 51-101, seuls les volumes après redevances présentés aux présentes comprennent les réserves associées à cette production attribuable aux droits de redevances (les « réserves attribuables aux droits de redevances »).

**Sommaire de la participation de la société dans les réserves de pétrole et de gaz
au 31 décembre 2011
(prix et coûts prévisionnels)**

Avant redevances¹⁾				
Catégorie de réserves	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi³)
Réserves prouvées				
Développées exploitées	162	105	82	1 145
Développées inexploitées	6	15	8	34
Non développées	1 287	55	25	24
Réserves prouvées totales	1 455	175	115	1 203
Réserves probables	490	109	51	391
Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables	1 945	284	166	1 594
Après redevances²⁾				
Catégorie de réserves	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi³)
Réserves prouvées				
Développées exploitées	121	86	70	1 152
Développées inexploitées	5	12	5	34
Non développées	953	44	20	23
Réserves prouvées totales	1 079	142	95	1 209
Réserves probables	357	81	42	375
Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables	1 436	223	137	1 584
Droits de redevances				
Catégorie de réserves	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi³)
Réserves prouvées				
Développées exploitées	-	2	4	45
Développées inexploitées	-	-	-	-
Non développées	-	-	-	-
Réserves prouvées totales	-	2	4	45
Réserves probables	-	-	2	15
Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables	-	2	6	60

Notes :

1) Ne comprend pas les réserves attribuables aux droits de redevances.

2) Comprend les réserves attribuables aux droits de redevances.

**Sommaire de la valeur actualisée nette des produits nets futurs au 31 décembre 2011
(prix et coûts prévisionnels)**

Avant impôts sur le revenu						Valeur unitaire au taux d'actualisation de 10 %¹⁾ \$/bep
Catégorie de réserves	Au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)					
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	
Réserves prouvées						
Développées exploitées	16 704	13 539	11 404	9 883	8 747	24,28
Développées inexploitées	1 119	760	568	452	374	20,98
Non développées	45 721	19 864	10 121	5 677	3 352	9,91
Réserves prouvées totales	63 544	34 163	22 093	16 012	12 473	14,56
Réserves probables	25 192	12 571	6 881	4 169	2 746	12,68
Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables	88 736	46 734	28 974	20 181	15 219	14,06

Note :

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

Après impôts sur le revenu¹⁾						
Catégorie de réserves	Au taux d'actualisation par année (en millions de dollars)					
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	
Réserves prouvées						
Développées exploitées		13 094	10 668	9 017	7 837	6 954
Développées inexploitées		834	567	425	340	282
Non développées		34 237	14 747	7 434	4 110	2 379
Réserves prouvées totales		48 165	25 982	16 876	12 287	9 615
Réserves probables		18 705	9 294	5 057	3 042	1 989
Somme des réserves prouvées totales et des réserves probables		66 870	35 276	21 933	15 329	11 604

Note :

1) Les valeurs ont été calculées en tenant compte des comptes existants et de la situation fiscale de Cenovus et de ses filiales dans l'évaluation consolidée des terrains pétroliers et gaziers de Cenovus et tiennent compte de la réglementation fiscale fédérale actuelle. Les valeurs ne représentent pas une estimation de la valeur au niveau de l'entreprise de l'entité, qui peut être très différente. Pour obtenir de l'information au niveau de l'entreprise de l'entité, veuillez vous reporter à nos états financiers consolidés et au rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

**Produits nets futurs totaux (non actualisés) au 31 décembre 2011
(prix et coûts prévisionnels) (en millions de dollars)**

Catégorie de réserves	Produits	Redevances	Frais d'exploitation	Frais de développement	Coûts d'abandon¹⁾	Produits nets futurs avant impôts sur le revenu	Impôts sur le revenu	Produits nets futurs après impôts sur le revenu
Réserves prouvées	151 861	35 574	40 130	11 563	1 050	63 544	15 379	48 165
Réserves prouvées et probables	209 399	49 813	53 882	15 769	1 199	88 736	21 866	66 870

Note :

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

**Produits nets futurs par groupes de production au 31 décembre 2011
(prix et coûts prévisionnels)**

Catégorie de réserves	Groupe de production	Produits nets futurs	Valeur unitaire
		avant impôts sur le revenu (au taux d'actualisation de 10 % par année) (en millions de dollars)	(part des réserves après redevances de la société) (\$/bep)
Réserves prouvées	Bitume	13 897	12,88
	Pétrole lourd	3 008	21,19
	Pétrole brut léger et moyen et LGN	2 986	31,30
	Gaz naturel	2 202	10,94
	Total	22 093	14,56
Réserves prouvées et probables	Bitume	17 490	12,18
	Pétrole lourd	4 533	20,31
	Pétrole brut léger et moyen et LGN	4 053	29,51
	Gaz naturel	2 898	10,98
	Total	28 974	14,06

Notes supplémentaires aux tableaux des données relatives aux réserves

- Les estimations des produits nets futurs dont il est fait état ne représentent pas la juste valeur marchande.
- Les produits nets futurs tirés des réserves ne comprennent pas les flux de trésorerie liés à nos activités de gestion des risques.
- Aux fins de la communication de l'information, nous avons regroupé les LGN avec le pétrole léger et le pétrole moyen, et le méthane de houille avec le gaz naturel, puisque les réserves de LGN et de méthane de houille ne sont pas importantes par rapport aux autres types de produits déclarés.
- Les chiffres présentés sont arrondis au nombre entier le plus près, et le total des colonnes peut ne pas correspondre à la somme des chiffres en raison de l'arrondissement.

Définitions

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

forage et des données géographiques, géophysiques et techniques, de l'utilisation de technologies établies et d'une conjoncture économique précise.

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

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

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

- Les **réserves développées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer au moyen des puits existants et des installations actuelles ou, à défaut des installations déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (p. ex., comparativement au coût du forage d'un puits). Les réserves développées peuvent être subdivisées comme suit :
 - Les **réserves développées exploitées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation; ou bien ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.
 - Les **réserves développées inexploitées** sont les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont été en production antérieurement, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.
 - Les **réserves non développées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (p. ex., semblables au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter tous les critères de la catégorie de réserves (prouvées, probables) à laquelle elles sont attribuées.
7. **Réserves attribuables aux droits de redevances** désigne les réserves relatives à notre droit de redevances sur des terrains à l'égard desquels nous détenons des titres de propriété en fief et qui ont été loués à des tiers, plus les réserves relatives à d'autres droits de redevances, comme les redevances dérogatoires auxquelles nous avons droit.
8. **Production attribuable aux droits de redevances** désigne la production relative à nos droits de redevances sur les terrains à l'égard desquels nous détenons des titres de propriété en fief et qui ont été loués à des tiers, plus la production relative à d'autres droits de redevances, comme les redevances dérogatoires auxquelles nous avons droit.

Hypothèses de prix

Les hypothèses de prix et de coûts prévisionnels supposent le maintien en vigueur des lois actuelles et prennent l'inflation en considération en ce qui a trait aux frais d'exploitation et aux dépenses en immobilisations futurs. Les prix prévisionnels sont fournis dans le tableau qui suit et reflètent les prix prévisionnels de McDaniel au 1^{er} janvier 2012, tels qu'ils sont mentionnés dans le Sommaire de prix prévisionnels de McDaniel & Associates Consultants Ltd. en date du 1^{er} janvier 2012. Pour connaître les prix antérieurs réalisés au cours de 2011, veuillez vous reporter à la rubrique « Historique de la production » dans la présente notice annuelle.

Année	Pétrole					Gaz naturel		
	WTI à Cushing (Oklahoma) (\$ US/b)	Prix au pair à Edmonton 40 API (\$ CA/b)	Pétrole brut moyen à Cromer 29,3 API (\$ CA/b)	Pétrole lourd à Hardisty 12 API (\$ CA/b)	Western Canadian Select (\$ CA/b)	Prix AECO (\$ CA/MBtu)	Taux d'inflation (%/année)	Taux de change (\$ US/\$ CA)
2012	97,50	99,00	91,00	74,00	80,50	3,50	2,0	0,975
2013	97,50	99,00	91,00	74,00	80,50	4,20	2,0	0,975
2014	100,00	101,50	93,30	75,90	82,50	4,70	2,0	0,975
2015	100,80	102,30	94,10	76,50	83,20	5,10	2,0	0,975
2016	101,70	103,20	94,90	77,10	83,90	5,55	2,0	0,975
2017	102,70	104,20	95,80	77,90	84,70	5,90	2,0	0,975
2018	103,60	105,10	96,60	78,60	85,50	6,25	2,0	0,975
2019	104,50	106,00	97,50	79,20	86,20	6,45	2,0	0,975
2020	105,40	106,90	98,30	79,90	86,90	6,70	2,0	0,975
2021	107,60	109,20	100,30	81,60	88,70	6,85	2,0	0,975
Par la suite	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	+2 %/année	2,0	0,975

Coûts de développement futurs

Le tableau qui suit présente les coûts de développement non actualisés déduits de l'estimation des produits nets futurs calculés en fonction des prix et des coûts prévisionnels pour les années indiquées :

Catégorie de réserves (en millions de dollars)	2012	2013	2014	2015	2016	Reste	Total
Réserves prouvées	1 413	928	527	595	334	7 766	11 563
Réserves prouvées et probables	1 582	1 247	859	854	518	10 709	15 769

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

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

Rapprochement des réserves

Les tableaux qui suivent fournissent un rapprochement de la participation de la société avant les réserves attribuables aux droits de redevances pour le bitume, le pétrole lourd, le pétrole léger et moyen et les LGN, et le gaz naturel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, présenté en fonction des coûts et des prix prévisionnels. Toutes les réserves sont situées au Canada.

Participation de la société avant redevances
Rapprochement des réserves par types de produit principal et par catégories de réserves
(Prix et coûts prévisionnels)

Prouvées				
	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi³)
31 décembre 2010	1 154	169	111	1 390
Extensions et récupération améliorée	256	16	13	50
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	69	2	1	29
Facteurs économiques	-	1	-	(28)
Acquisitions	-	-	-	-
Aliénations	-	-	-	-
Production ¹⁾	(24)	(13)	(10)	(238)
31 décembre 2011	1 455	175	115	1 203

Probables				
	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi³)
31 décembre 2010	523	97	49	410
Extensions et récupération améliorée	32	14	3	11
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	(65)	(2)	(1)	(27)
Facteurs économiques	-	-	-	(3)
Acquisitions	-	-	-	-
Aliénations	-	-	-	-
Production ¹⁾	-	-	-	-
31 décembre 2011	490	109	51	391

Prouvées et probables				
	Bitume (Mb)	Pétrole lourd (Mb)	Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)	Gaz naturel et méthane de houille (Gpi³)
31 décembre 2010	1 677	266	160	1 800
Extensions et récupération améliorée	288	30	16	61
Découvertes	-	-	-	-
Révisions techniques	4	-	-	2
Facteurs économiques	-	1	-	(31)
Acquisitions	-	-	-	-
Aliénations	-	-	-	-
Production ¹⁾	(24)	(13)	(10)	(238)
31 décembre 2011	1 945	284	166	1 594

Note :

1) La production utilisée pour le rapprochement des réserves diffère de la production déclarée publiquement. Conformément au Règlement 51-101, la production attribuable à la participation de la société avant redevances utilisée aux fins du rapprochement des réserves qui précède comprend notre quote-part des volumes de gaz fournis à FCCL Partnership aux fins de la production de vapeur, mais ne comprend pas la production attribuable aux droits de redevances.

Les réserves prouvées et les réserves prouvées et probables de bitume ont augmenté d'environ 26 et 16 pour cent, respectivement. Les augmentations enregistrées à Christina Lake sont principalement le fait de l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation visant l'agrandissement de la zone de développement et de résultats de délimitation positifs. Les augmentations à Foster Creek découlaient principalement des révisions positives attribuables au forage de délimitation, d'une amélioration de la récupération découlant des puits utilisant notre technologie Wedge Well^{MC} et d'une récupération par chambre de vapeur améliorée.

Les réserves prouvées de pétrole lourd ont augmenté d'environ 4 pour cent, surtout en raison de l'agrandissement des zones d'injection de polymères et de leur mise en œuvre réussie dans la grande région de Pelican. Les réserves probables de pétrole lourd ont augmenté d'environ 12 pour cent, aussi en raison d'agrandissements de zones et de leur mise en œuvre réussie. Les réserves prouvées plus probables ont augmenté d'environ 7 pour cent.

Les réserves prouvées de pétrole léger et moyen et de LGN ont augmenté d'environ 4 pour cent, principalement en raison de l'agrandissement des zones d'injection d'eau et de CO₂ et leur mise en œuvre réussie à Weyburn. Les réserves probables de pétrole léger et moyen et de LGN ont augmenté d'environ 4 pour cent en raison de la poursuite des solides résultats obtenus. Dans l'ensemble, les réserves prouvées et probables ont augmenté d'environ 4 pour cent.

Les réserves prouvées de gaz naturel ont diminué d'environ 13 pour cent, puisque les extensions et les révisions techniques n'ont pas contrebalancé la production. Les réserves probables de gaz naturel et les réserves prouvées et probables de gaz naturel ont subi une baisse d'environ 5 pour cent et 11 pour cent, respectivement.

Réserves non développées

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

Les réserves prouvées et probables non développées ont été estimées par les ERQI en conformité avec les procédures et les normes du *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE »). En règle générale, il est prévu que les réserves non développées seront développées au cours des 43 prochaines années.

Prouvées non développées – Participation de la société avant redevances								
	Bitume (Mb)		Pétrole lourd (Mb)		Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)		Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)	
	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice
Antérieur	623	560	47	45	38	29	272	150
2009	190	734	8	46	7	28	10	35
2010	295	1 008	5	45	5	27	18	36
2011	325	1 287	13	55	3	25	-	24

Probables non développées – Participation de la société avant redevances								
	Bitume (Mb)		Pétrole lourd (Mb)		Pétrole léger et moyen et LGN (Mb)		Gaz naturel et méthane de houille (Gpi ³)	
	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice	Attribuées au départ	Total à la fin de l'exercice
Antérieur	628	625	- ¹⁾	- ¹⁾	- ¹⁾	- ¹⁾	- ¹⁾	- ¹⁾
2009	5	467	43	43	26	26	38	38
2010	171	506	-	37	2	21	16	30
2011	113	467	14	47	1	22	-	35

Note :

1) Données historiques non disponibles.

Développement des réserves prouvées non développées

Bitume

À la fin de 2011, nous avons des réserves prouvées non développées de bitume de 1 287 millions de barils avant redevances, soit environ 88 pour cent de nos réserves prouvées totales de bitume. De nos 490 millions de barils de réserves probables de bitume, 467 millions de barils, ou environ 95 pour cent, ne sont pas développés. Aux fins de la présente évaluation, il est supposé que ces réserves seront récupérées au moyen de la technologie de DGMV.

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

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

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

Le développement des réserves prouvées non développées aura lieu de manière méthodique au fur et à mesure que des paires de puits supplémentaires sont forées pour utiliser la vapeur disponible lorsque des paires de puits existantes atteignent la fin de leur phase d'injection de vapeur. La production prévue des réserves prouvées de bitume de Cenovus s'étend sur environ 43 ans en fonction des installations existantes. La durée de la production à partir de la partie prouvée actuellement développée est estimée à environ 10 ans.

Pétrole

Nous avons un important projet de récupération assistée de pétrole (« RAP ») moyen par injection de CO₂ à Weyburn et un important projet de RAP lourd par injection d'eau/de polymères à Pelican Lake. Ces projets se situent dans de grands réservoirs bien développés où les réserves non développées ne sont pas nécessairement définies par l'absence de forage, mais par une récupération améliorée prévue associée au développement des projets de récupération assistée du pétrole. L'expansion des projets de récupération assistée du pétrole dans les deux régions nécessite d'importantes dépenses en immobilisations pour l'aménagement des infrastructures, ce qui s'étendra sur de nombreuses années.

À Weyburn, l'investissement dans les réserves non développées devrait se poursuivre bien au-delà de 40 ans, par le forage de puits supplémentaires au cours des sept 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 non développées devrait se poursuivre pendant 8 ans, au moyen de forages intercalaires et d'injections de polymères.

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

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

passé. Bien que ces facteurs puissent être pris en considération et éventuellement prévus, certains jugements et certaines hypothèses sont toujours nécessaires. Au fur et à mesure que de nouveaux renseignements sont mis à notre disposition, les éléments concernés sont examinés et révisés en conséquence. Pour consulter un exposé des facteurs de risque et des incertitudes touchant les données sur les réserves, veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Risques associés à l'exploitation – Incertitude des estimations des réserves et des produits nets futurs ».

Ressources éventuelles et prometteuses

Nous retenons les services de McDaniel pour l'évaluation de la totalité de nos ressources éventuelles et prometteuses de bitume et la préparation de rapports à cet égard. Les évaluations de McDaniel sont faites à partir de données pétrophysiques, géologiques, techniques, financières et comptables fondamentales. Des procédés et des procédures existent pour s'assurer que McDaniel reçoit tous les renseignements pertinents. Les ressources éventuelles et prometteuses sont estimées au moyen de calculs en fonction du volume des quantités sur place, combinés au rendement de réservoirs comparables. Les projets de DGMV existants qui sont en production dans les formations du McMurray-Wabiskaw des régions de Foster Creek et de Christina Lake sont utilisés comme comparateurs de rendement à Foster Creek et Christina Lake. D'autres régions servant de comparateurs sont utilisées pour l'estimation des ressources éventuelles et prometteuses dans la formation du Crétacé de Grand Rapids dans le terrain de Grand Rapids dans la grande région de Pelican, dans la formation McMurray dans le terrain de Telephone Lake situé dans la région de Borealis et dans la formation Clearwater de la région de Foster Creek. McDaniel teste également les ressources éventuelles afin de déterminer leur viabilité économique en ayant recours aux mêmes prix et coûts prévisionnels que ceux utilisés pour nos réserves (veuillez vous reporter à la rubrique « Hypothèses de prix » de la présente notice annuelle).

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

La totalité de nos ressources éventuelles et prometteuses actuelles sont associées à des formations de clastite ou de grès. Nous avons également repéré des quantités importantes de bitume dans la formation carbonatée de Grosmont, région à l'égard de laquelle nous possédons des droits miniers considérables. Des essais pilotes du procédé de récupération par DGMV en zone carbonatée sont actuellement en cours dans la formation de carbonates de Grosmont à plusieurs milles des terrains de Cenovus, mais la viabilité commerciale n'a pas encore été établie. Cenovus a entrepris le travail sur ses propres projets pilotes à l'égard de la production de bitume provenant de la formation carbonatée de Grosmont.

En plus des définitions des réserves fournies dans les rubriques précédentes, la terminologie suivante du manuel COGE, ainsi que les directives émanant des organismes canadiens de réglementation des valeurs mobilières ont été utilisées pour préparer les renseignements qui suivent.

Les **ressources éventuelles** désignent les quantités de bitume qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer de gisements connus au moyen de techniques établies ou en cours d'élaboration, mais qui ne sont pas considérées actuellement comme récupérables d'un point de vue commercial en raison d'une ou de plusieurs éventualités. Ces éventualités peuvent comprendre des facteurs comme des questions d'ordre économique, juridique, environnemental, politique et réglementaire ou l'absence de marché. Il convient également de classer dans les ressources éventuelles les quantités récupérables découvertes estimatives associées à un projet qui en est à ses débuts. Les ressources éventuelles sont de plus classées en fonction du niveau de certitude associé aux estimations et peuvent être classées en sous-catégories en fonction de l'état d'avancement du projet et/ou selon leur situation

économique. Les estimations de McDaniel n'ont pas été rajustées en fonction du risque associé aux possibilités de développement.

Les **ressources éventuelles économiques** sont les ressources éventuelles qui, à l'heure actuelle, sont récupérables, d'un point de vue économique, selon les prévisions spécifiques des prix et des coûts des marchandises. Toutes les ressources éventuelles de bitume de Cenovus ont été évaluées en ayant recours aux mêmes hypothèses économiques que celles utilisées pour l'évaluation des réserves de 2011.

Les **éventualités** qui doivent être surmontées afin de permettre la reclassification de ressources éventuelles en réserves peuvent être qualifiées d'économiques, de non techniques et de techniques. Le manuel COGE caractérise les éventualités non techniques comme étant des questions d'ordre juridique, environnemental, politique et réglementaire ou qui découlent d'une absence de marché. Les ressources éventuelles que nous déclarons ne dépendent pas de facteurs économiques. Nos ressources éventuelles de bitume sont situées dans quatre régions générales : Christina Lake, Foster Creek, Borealis et la grande région de Pelican.

À Christina Lake et Foster Creek, nous avons des ressources éventuelles économiques situées à l'extérieur des zones visées par des projets de développement dont l'approbation a été reçue. L'agrandissement des zones visées par des projets de développement nécessite l'approbation des organismes de réglementation afin de permettre la reclassification de ces ressources éventuelles économiques en réserves. Le rythme auquel nous présentons des demandes d'agrandissement des régions en développement est fonction du rythme des forages de développement, lui-même lié à un plan de développement ordonné qui maximise l'utilisation des installations de production de vapeur et optimise en fin de compte la production, l'utilisation des capitaux et la valeur.

Dans la région de Borealis, nous avons présenté une demande de projet de développement du terrain de Telephone Lake, qui, si elle est approuvée, permettrait la reclassification de certaines ressources éventuelles économiques de la région en réserves. D'autres zones de la région de Borealis nécessitent le forage de délimitation et l'acquisition de données sismiques supplémentaires en vue de présenter des demandes de projet de développement aux organismes de réglementation. Le forage stratigraphique et l'acquisition de données sismiques se poursuivent dans ces zones en vue du commencement du projet. Actuellement, une capacité de transport par pipeline suffisante est également considérée comme une éventualité.

Dans la grande région de Pelican, nous avons présenté une demande au cours du quatrième trimestre de 2011 en vue de l'approbation d'un projet de développement du terrain de Grand Rapids. À la condition que toutes les exigences réglementaires soient remplies, nous prévoyons recevoir l'approbation des organismes de réglementation en 2013. Le travail relatif au projet pilote est en cours en vue d'examiner des stratégies de développement optimales.

Les **ressources prometteuses** désignent les quantités de bitume qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer éventuellement de gisements non découverts au moyen de projets de développement futurs. Les ressources prometteuses présentent à la fois des possibilités de découverte et des possibilités de développement. Elles sont classées en fonction du degré de certitude qui se rattache aux estimations des quantités récupérables, en présumant qu'elles seront découvertes et développées, et peuvent être classées dans des sous-catégories selon la maturité du projet. L'estimation des ressources prometteuses n'a pas été rajustée en fonction du risque associé aux possibilités de découverte ou aux possibilités de développement.

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

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

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

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

Ressources éventuelles et prometteuses économiques		
Quote-part de la société avant redevances, en milliards de barils	31 décembre 2011	31 décembre 2010
Ressources éventuelles économiques ¹⁾		
Limite inférieure	6,0	4,4
Meilleure estimation	8,2	6,1
Limite supérieure	10,8	8,0
Ressources prometteuses ²⁾		
Limite inférieure	5,7	7,3
Meilleure estimation	10,0	12,3
Limite supérieure	17,9	21,7

Notes :

- 1) Rien ne garantit qu'il sera commercialement viable de produire une partie quelconque des ressources éventuelles.
- 2) Rien ne garantit qu'une partie donnée des ressources prometteuses sera découverte. En cas de découverte, rien ne garantit qu'il serait commercialement viable de produire une partie quelconque des ressources prometteuses. La viabilité économique des ressources prometteuses n'est pas vérifiée.

La meilleure estimation des ressources éventuelles économiques a augmenté de 2,1 milliards de barils, ou de 34 pour cent, par rapport à 2010. Cette augmentation s'explique principalement par le succès des forages de puits stratigraphiques ayant entraîné la conversion de ressources prometteuses en ressources éventuelles et les révisions techniques positives des estimations de volumes et des facteurs de récupération.

La meilleure estimation des ressources prometteuses a diminué de 2,3 milliards de barils, ou d'environ 19 pour cent, par rapport à 2010, principalement en raison de la reclassification de ressources prometteuses en ressources éventuelles à la suite du forage de puits stratigraphiques.

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

Réserves prouvées et probables, ressources éventuelles et ressources prometteuses de bitume			
Rapprochements et transferts de catégorie			
Quote-part de la société avant redevances, en milliards de barils	Réserves prouvées et probables	Meilleure estimation des ressources éventuelles ¹⁾	Meilleure estimation des ressources prometteuses ²⁾
31 décembre 2010	1,677	6,1	12,3
Transferts entre catégories			
Ajouts en provenance d'autres catégories de ressources	0,142	2,0	(2,0)
Diminutions en faveur d'autres catégories de ressources	-	(0,1)	-
Ajouts et révisions, déduction faite des transferts	0,150	0,2	(0,3)
Acquisitions et aliénations nettes	-	-	-
Production	(0,024)	-	-
31 décembre 2011	1,945	8,2	10,0

Notes :

- 1) Rien ne garantit qu'il sera commercialement viable de produire une partie quelconque des ressources éventuelles.
- 2) Rien ne garantit qu'une partie donnée des ressources prometteuses sera découverte. En cas de découverte, rien ne garantit qu'il serait commercialement viable de produire une partie quelconque des ressources prometteuses. La viabilité économique des ressources prometteuses n'est pas vérifiée.

Nous modifions systématiquement le classement de nos ressources prometteuses de bitume en les transférant aux ressources éventuelles, puis aux réserves et, en bout de ligne, à la production. Par exemple, l'approbation de l'agrandissement de la zone de développement de Christina Lake a eu pour résultat de transférer des ressources éventuelles aux réserves prouvées et probables. De même, le programme de forage de puits stratigraphiques dans la région de Borealis et la grande région de Pelican a permis le déplacement d'une partie des ressources prometteuses vers les ressources éventuelles. La diminution générale des ressources prometteuses est le résultat prévu d'un programme fructueux de forage de puits stratigraphiques, qui convertit les ressources non découvertes en ressources découvertes.

Les réserves et les ressources de bitume ont augmenté en partie en raison de l'amélioration du niveau de rendement de la technologie de DGMV dans nos terrains de Foster Creek et de Christina Lake découlant du meilleur rendement de l'exploitation et de l'utilisation de puits forés au moyen de notre technologie Wedge Well^{MC}. L'analyse des données fondamentales dans les parties injectées de vapeur du réservoir a permis de constater que l'efficacité du procédé de DGMV pour l'extraction de bitume du réservoir est supérieure aux attentes. Nous nous attendons à ce que la récupération globale de nos actifs de bitume continue de s'améliorer avec la progression de la technologie

Autres renseignements pétroliers et gaziers

Terrains et puits pétroliers et gaziers

Les tableaux qui suivent résument nos participations dans des puits productifs et non productifs, au 31 décembre 2011 :

	Puits productifs¹⁾²⁾					
	Pétrole		Gaz		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta						
Sables bitumeux	687	566	438	416	1125	982
Classique	1 718	1 663	25 724	25 506	27 442	27 169
Total en Alberta	2 405	2 229	26 162	25 922	28 567	28 151
Saskatchewan	808	541	-	-	808	541
Total	3 213	2 770	26 162	25 922	29 375	28 692

Notes :

- 1) Cenovus possède également divers droits de redevances à l'égard de 7 076 puits de gaz naturel et de 3 495 puits de pétrole brut productifs.
- 2) Comprend les puits à multiples complétions : 22 836 puits bruts de gaz naturel (22 633 puits nets) et 1 227 puits bruts de pétrole brut (1 119 puits nets).

	Puits non productifs¹⁾					
	Pétrole		Gaz		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta						
Sables bitumeux	81	67	615	564	696	631
Classique	734	709	879	857	1 613	1 566
Total en Alberta	815	776	1 494	1 421	2 309	2 197
Saskatchewan	137	100	38	38	175	138
Total	952	876	1 532	1 459	2 484	2 335

Note :

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

Activités d'exploration et de développement

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

	Puits d'exploration forés											
	Pétrole		Gaz		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total		
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets	
2011 :												
Sables bitumineux	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Classique	24	22	-	-	2	2	26	24	40	66	24	
Total au Canada	24	22	-	-	2	2	26	24	40	66	24	
2010 :												
Sables bitumineux	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Classique	26	26	-	-	1	1	27	27	21	48	27	
Total au Canada	26	26	-	-	1	1	27	27	21	48	27	
2009 :												
Sables bitumineux	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Classique	4	4	-	-	-	-	4	4	8	12	4	
Total au Canada	4	4	-	-	-	-	4	4	8	12	4	

Puits de développement forés

	Pétrole		Gaz		Secs et abandonnés		Participation directe totale		Redevances	Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Bruts	Nets
2011 :											
Sables bitumineux	71	51	3	3	-	-	74	54	87	161	54
Classique	312	303	66	65	4	4	382	372	156	538	372
Total au Canada	383	354	69	68	4	4	456	426	243	699	426
2010 :											
Sables bitumineux	82	47	-	-	-	-	82	47	8	90	47
Classique	160	154	499	495	-	-	659	649	204	863	649
Total au Canada	242	201	499	495	-	-	741	696	212	953	696
2009 :											
Sables bitumineux	50	29	8	8	8	8	66	45	10	76	45
Classique	102	101	555	502	2	2	659	605	261	920	605
Total au Canada	152	130	563	510	10	10	725	650	271	996	650

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2011, le secteur des sables bitumineux a foré 480 puits d'essai stratigraphiques bruts (344 puits nets) et le secteur hydrocarbures classiques a foré 11 puits d'essai stratigraphiques bruts (11 puits nets).

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2011, le secteur des sables bitumineux a foré 62 puits de service bruts (50 puits nets) et le secteur hydrocarbures classiques a foré 30 puits de service bruts (20 puits nets).

Pour tous les types de puits, sauf les puits d'essai stratigraphiques, le calcul du nombre de puits se fonde sur le nombre d'emplacements en surface. Dans le cas des puits d'essai stratigraphiques, le calcul se fonde sur le nombre d'emplacements de fond de trou.

Participations dans des terrains importants

Le tableau suivant résume nos avoirs fonciers au 31 décembre 2011 :

Avoirs fonciers (en milliers d'acres)	Développés		Non développés ¹⁾		Total ²⁾	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
Alberta :						
Sables bitumineux						
– Couronne ³⁾	621	519	1 974	1 552	2 595	2 071
Classique						
– Fief ⁴⁾	1 936	1 936	436	436	2 372	2 372
– Couronne ³⁾	1 567	1 461	350	283	1 917	1 744
– Propriété franche ⁵⁾	59	49	29	27	88	76
Total en Alberta	4 183	3 965	2 789	2 298	6 972	6 263
Saskatchewan :						
Classique						
– Fief ⁴⁾	75	75	431	431	506	506
– Couronne ³⁾	54	40	310	289	364	329
– Propriété franche ⁵⁾	14	10	16	14	30	24
Total en Saskatchewan	143	125	757	734	900	859
Manitoba :						
Classique – Fief ⁴⁾	3	3	261	261	264	264
Total au Manitoba	3	3	261	261	264	264
Total	4 329	4 093	3 807	3 293	8 136	7 386

Notes :

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

Terrains sans réserves attribuées

Nous possédons environ 5,4 millions d'acres brutes (4,8 millions d'acres nettes) de terrains auxquels aucune réserve n'a été attribuée en particulier. Il est prévu que ces terrains seront développés, à court terme et ultérieurement, dans le cadre de nos activités pétrolières et gazières du secteur des sables bitumineux et du secteur hydrocarbures classiques. Il n'y a actuellement aucun engagement de travail à l'égard de ces terrains.

Nous possédons des droits relatifs à l'exploration, au développement et à l'exploitation d'environ 31 000 acres nettes qui pourraient expirer le 31 décembre 2012 et qui concernent exclusivement des terrains appartenant à la Couronne et des terrains détenus en propriété franche.

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

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

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

Nous avons estimé que les coûts d'abandon et de remise en état futurs non actualisés étaient d'environ 7 milliards de dollars (environ 599 millions de dollars, avec un taux d'actualisation de 10 pour cent) au 31 décembre 2011; nous prévoyons payer environ 79 millions de dollars de ces coûts au cours des trois prochains exercices. Nous nous attendons à engager ces coûts à l'égard d'environ 34 000 puits nets.

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

Horizon fiscal

Nous prévoyons payer de l'impôt sur le revenu en 2012.

Coûts engagés

(en millions de dollars)	2011
Acquisitions	
– Non prouvées	69
– Prouvées	-
Acquisitions totales	69
Frais d'exploration	240
Frais de développement	1 935
Frais totaux engagés	2 244

Contrats à terme de gré à gré

Nous pouvons utiliser des instruments dérivés financiers afin de gérer notre exposition aux fluctuations des prix des marchandises. Une description de ces instruments est donnée dans les notes afférentes à nos états financiers consolidés audités annuels pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

Estimations de la production

Le tableau qui suit résume le volume quotidien moyen estimatif en 2012 de la participation de la société avant redevances et de la production attribuable aux droits de redevances dont il est fait état dans les rapports sur les réserves à l'égard de tous les terrains détenus au 31 décembre 2011 calculé en fonction des prix et des coûts prévisionnels, la totalité de la production provenant du Canada. Ces estimations présument que certaines activités auront lieu, comme le développement de réserves non développées, et qu'il n'y a aucun désinvestissement.

Production estimative en 2012		
Coûts et prix prévisionnels	Prouvées	Prouvées et probables
Bitume (b/j) ¹⁾	80 554	81 427
Pétrole brut léger et moyen (b/j)	31 623	33 951
Pétrole lourd (b/j)	39 301	42 423
Gaz naturel (Mpi ³ /j)	567	590
Liquides de gaz naturel (b/j)	648	699
Participation de la société avant la production attribuable aux droits de redevances (bep/j)	246 626	256 900
Production attribuable aux droits de redevances (bep/j)	7 197	7 701
Total de la participation de la société avant redevances plus la production attribuable aux droits de redevances (bep/j)	253 823	264 601

Note :

1) Comprend la production de Foster Creek de 54 925 b/j dans les catégories prouvées et prouvées et probables.

Historique de la production

Moyenne des volumes de production quotidienne avant redevances – 2011					
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (b/j)					
Sables bitumeux					
Foster Creek (bitume)	54 868	55 045	56 322	50 373	57 744
Christina Lake (bitume)	11 665	19 531	10 067	7 880	9 084
Pelican Lake (pétrole lourd)	20 424	20 558	20 363	19 427	21 360
	86 957	95 134	86 752	77 680	88 188
Liquides classiques					
Pétrole lourd	14 397	14 275	14 191	14 038	15 096
Pétrole léger et moyen	26 513	29 011	26 470	23 361	27 190
Liquides de gaz naturel ¹⁾	935	915	897	934	994
Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel	128 802	139 335	128 310	116 013	131 468
Gaz naturel (Mpi ³ /j)					
Sables bitumeux	37	38	39	37	32
Classique	596	597	597	595	593
Total du gaz naturel	633	635	636	632	625
Total (bep/j)	234 302	245 168	234 310	221 346	235 635

Note :

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

Moyenne des volumes de production quotidienne attribuables aux droits de redevances – 2011					
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole brut et liquides de gaz naturel (b/j)					
Liquides classiques					
Pétrole lourd	1 260	1 237	1 114	1 340	1 351
Pétrole léger et moyen	4 011	3 519	3 929	4 256	4 349
Liquides de gaz naturel ¹⁾	166	182	143	153	187
Total du pétrole brut et des liquides de gaz naturel	5 437	4 938	5 186	5 749	5 887
Gaz naturel (Mpi ³ /j)					
Classique	23	25	20	22	27
Total (bep/j)	9 270	9 105	8 519	9 416	10 387

Note :

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

Moyenne avant redevances + Volumes de production quotidienne attribuables aux droits de redevances - 2010

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

Note :

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

Moyenne avant redevances + Volumes de production quotidienne attribuables aux droits de redevances - 2009

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

Notes :

1) Le terrain à Senlac a été vendu en novembre 2009.

2) Les liquides de gaz naturel comprennent les volumes de condensats.

Résultats par élément

Les tableaux suivants résument nos résultats par élément, ainsi que l'incidence des opérations de couverture financières réalisées avant déduction des redevances, pour chaque trimestre des périodes indiquées :

Résultats par élément – 2011					
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole lourd – Foster Creek (\$/b)^{1) 3)}					
Prix	67,38	75,96	62,68	72,23	59,50
Redevances	10,82	15,81	12,38	2,30	11,92
Transport et fluidification	3,04	3,20	2,73	2,82	3,41
Charges d'exploitation	11,34	11,31	11,11	11,57	11,40
Revenu net	42,18	45,64	36,46	55,54	32,77
Pétrole lourd – Christina Lake (\$/b)^{1) 3)}					
Prix	61,86	66,69	54,52	67,06	54,67
Redevances	3,03	2,97	2,87	3,98	2,44
Transport et fluidification	3,53	2,98	4,54	3,51	3,69
Charges d'exploitation	20,20	17,96	23,01	23,41	19,09
Revenu net	35,10	42,78	24,10	36,16	29,45
Pétrole lourd – Pelican Lake (\$/b)¹⁾					
Prix	73,07	88,67	66,76	78,26	64,66
Redevances	7,91	6,98	8,23	7,40	8,63
Transport et fluidification	4,14	12,19	1,87	2,02	2,44
Charges d'exploitation	14,86	16,49	14,31	13,40	15,35
Revenu net	46,16	53,01	42,35	55,44	38,24
Pétrole lourd - Sables bitumeux (\$/b)¹⁾					
Prix	67,99	76,39	62,93	73,02	60,35
Redevances	9,17	11,72	10,46	3,65	10,08
Transport et fluidification	3,36	4,75	2,68	2,71	3,18
Charges d'exploitation	13,27	13,54	13,02	13,27	13,23
Revenu net	42,19	46,38	36,77	53,39	33,86
Pétrole lourd - Classique (\$/b)¹⁾					
Prix	74,17	81,49	67,96	78,47	69,17
Redevances	10,75	11,85	11,33	10,98	9,04
Transport et fluidification	1,27	1,34	1,80	0,91	1,05
Charges d'exploitation	13,77	16,34	12,40	13,66	12,78
Taxes à la production et impôts miniers	0,32	0,34	0,17	0,22	0,51
Revenu net	48,06	51,62	42,26	52,70	45,79
Total – Pétrole lourd (\$/b)¹⁾					
Prix	68,98	77,16	63,69	73,98	61,80
Redevances	9,42	11,74	10,59	4,93	9,91
Transport et fluidification	3,02	4,23	2,55	2,40	2,83
Charges d'exploitation	13,35	13,96	12,93	13,34	13,16
Taxes à la production et impôts miniers	0,05	0,05	0,03	0,04	0,08
Revenu net	43,14	47,18	37,59	53,27	35,82
Pétrole léger et moyen (\$/b)					
Prix	85,40	90,90	79,57	94,30	77,39
Redevances	11,54	12,12	10,74	12,82	10,58
Transport et fluidification	2,00	1,99	1,90	2,22	1,92
Charges d'exploitation	14,38	15,12	14,37	12,96	14,86
Taxes à la production et impôts miniers	2,27	2,63	2,40	2,77	1,32
Revenu net	55,21	59,04	50,16	63,53	48,71
Total – Pétrole brut (\$/b)					
Prix	72,80	80,49	67,37	78,71	65,32
Redevances	9,92	11,83	10,62	6,77	10,06
Transport et fluidification	2,78	3,69	2,40	2,35	2,63
Charges d'exploitation	13,59	14,24	13,26	13,25	13,54
Taxes à la production et impôts miniers	0,57	0,67	0,58	0,67	0,36
Revenu net	45,94	50,06	40,51	55,67	38,73
Liquides de gaz naturel (\$/b)					
Prix	76,84	82,26	74,38	80,32	70,67
Redevances	1,34	1,51	1,06	1,87	0,93
Revenu net	75,50	80,75	73,32	78,45	69,74

Résultats par élément – 2011

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Total – Liquides (\$/b)					
Prix	72,84	80,50	67,43	78,72	65,37
Redevances	9,84	11,75	10,55	6,72	9,98
Transport et fluidification	2,76	3,66	2,38	2,33	2,60
Charges d'exploitation	13,47	14,13	13,16	13,13	13,43
Taxes à la production et impôts miniers	0,56	0,67	0,57	0,67	0,36
Revenu net	46,21	50,29	40,77	55,87	39,00
Total – Gaz naturel (\$/kpi³)					
Prix	3,65	3,35	3,72	3,71	3,82
Redevances	0,06	0,06	0,05	0,04	0,08
Transport et fluidification	0,15	0,14	0,15	0,14	0,17
Charges d'exploitation	1,10	1,22	0,99	0,98	1,19
Taxes à la production et impôts miniers	0,04	0,01	0,03	0,05	0,06
Revenu net	2,30	1,92	2,50	2,50	2,32
Total (\$/bep)					
Prix	49,75	53,48	46,97	51,81	46,83
Redevances	5,55	6,65	5,91	3,64	5,85
Transport et fluidification	1,91	2,39	1,70	1,61	1,92
Charges d'exploitation ²⁾	10,35	11,09	9,88	9,69	10,68
Taxes à la production et impôts miniers	0,41	0,40	0,39	0,49	0,36
Revenu net	31,53	32,95	29,09	36,38	28,02

Notes :

- 1) Le prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification pour l'exercice entier ont été réduits à hauteur du coût des achats de condensats qui sont mélangés avec le pétrole lourd, comme suit : Foster Creek – 41,74 \$/b; Christina Lake – 47,07 \$/b; Pelican Lake – 16,32 \$/b; Pétrole lourd – Sables bitumeux – 36,57 \$/b; Pétrole lourd – Classique – 12,73 \$/b et Total – Pétrole lourd – 32,76 \$/b.
- 2) Les charges d'exploitation pour l'exercice comprennent la récupération des coûts relatifs aux incitatifs à long terme représentant 0,17 \$/bep.
- 3) Foster Creek et Christina Lake sont des terrains renfermant du bitume.

Incidence des opérations de couverture financière réalisées – 2011

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Liquides (\$/b)	(2,79)	(3,15)	0,75	(6,44)	(2,67)
Gaz naturel (\$/kpi ³)	0,87	1,10	0,76	0,74	0,89
Total (\$/bep)	0,86	1,22	2,49	(1,25)	0,83

Résultats par élément – 2010¹⁾

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole lourd – Foster Creek (\$/b)^{2) 4)}					
Prix	58,76	58,76	58,51	54,75	63,33
Redevances	9,08	11,41	9,56	9,38	5,76
Transport et fluidification	2,42	2,54	2,40	2,40	2,33
Charges d'exploitation	10,40	9,93	10,32	10,36	11,04
Revenu net	36,86	34,88	36,23	32,61	44,20
Pétrole lourd – Christina Lake (\$/b)^{2) 4)}					
Prix	57,96	58,42	56,45	54,99	62,27
Redevances	2,14	2,05	2,04	2,19	2,28
Transport et fluidification	3,54	1,54	3,69	4,52	4,47
Charges d'exploitation	16,47	17,16	15,88	16,59	16,26
Revenu net	35,81	37,67	34,84	31,69	39,26
Pétrole lourd – Pelican Lake (\$/b)²⁾					
Prix	62,65	61,38	58,93	62,05	68,04
Redevances	12,96	12,76	10,62	14,06	14,34
Transport et fluidification	1,42	1,04	1,77	1,52	1,30
Charges d'exploitation	12,71	13,44	13,05	13,34	11,13
Revenu net	35,56	34,14	33,49	33,13	41,27
Pétrole lourd – Sables bitumeux (\$/b)²⁾					
Prix	59,76	59,35	58,41	56,83	64,61
Redevances	9,53	10,79	9,30	10,03	7,94
Transport et fluidification	2,25	2,08	2,35	2,35	2,23
Charges d'exploitation	11,66	11,49	11,74	11,82	11,57
Revenu net	36,32	34,99	35,02	32,63	42,87

Résultats par élément –2010¹⁾

	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole lourd - Classique (\$/b)²⁾					
Prix	63,18	60,45	59,40	61,35	71,16
Redevances	9,01	8,01	7,29	9,65	10,99
Transport et fluidification	0,56	0,45	0,60	0,60	0,59
Charges d'exploitation	12,20	13,17	11,41	13,00	11,34
Taxes à la production et impôts miniers	0,19	0,05	0,17	0,10	0,44
Revenu net	41,22	38,77	39,93	38,00	47,80
Total – Pétrole lourd (\$/b)²⁾					
Prix	60,33	59,53	58,59	57,57	65,76
Redevances	9,44	10,36	8,95	9,97	8,48
Transport et fluidification	1,97	1,83	2,04	2,06	1,94
Charges d'exploitation	11,75	11,75	11,68	12,02	11,53
Taxes à la production et impôts miniers	0,03	0,01	0,03	0,02	0,08
Revenu net	37,14	35,58	35,89	33,50	43,73
Pétrole léger et moyen (\$/b)					
Prix	71,63	72,98	68,37	66,14	78,78
Redevances	9,30	7,69	9,32	10,17	10,05
Transport et fluidification	1,66	1,89	1,81	1,51	1,45
Charges d'exploitation	12,18	12,69	12,00	12,87	11,18
Taxes à la production et impôts miniers	2,55	2,45	2,44	3,08	2,25
Revenu net	45,94	48,26	42,80	38,51	53,85
Total – Pétrole brut (\$/b)					
Prix	62,98	62,75	60,86	59,51	68,87
Redevances	9,41	9,72	9,03	10,01	8,85
Transport et fluidification	1,90	1,84	1,99	1,94	1,83
Charges d'exploitation	11,85	11,98	11,75	12,21	11,44
Taxes à la production et impôts miniers	0,62	0,59	0,59	0,71	0,59
Revenu net	39,20	38,62	37,50	34,64	46,16
Liquides de gaz naturel (\$/b)					
Prix	61,00	63,60	54,43	58,71	67,42
Redevances	1,12	0,75	1,29	1,16	1,39
Revenu net	59,88	62,85	53,14	57,55	66,03
Total – Liquides (\$/b)					
Prix	62,96	62,75	60,80	59,50	68,85
Redevances	9,33	9,63	8,96	9,93	8,78
Transport et fluidification	1,88	1,82	1,97	1,94	1,83
Charges d'exploitation	11,74	11,82	11,64	12,10	11,34
Taxes à la production et impôts miniers	0,62	0,59	0,59	0,71	0,59
Revenu net	39,39	38,89	37,64	34,82	46,31
Total – Gaz naturel (\$/kpi³⁾)					
Prix	4,09	3,55	3,68	3,78	5,27
Redevances	0,07	(0,04)	0,08	0,07	0,14
Transport et fluidification	0,17	0,16	0,15	0,15	0,21
Charges d'exploitation	0,95	1,02	0,93	0,92	0,93
Taxes à la production et impôts miniers	0,02	0,02	0,03	(0,04)	0,07
Revenu net	2,88	2,39	2,49	2,68	3,92
Total (\$/bep)					
Prix	44,01	42,82	41,49	41,46	50,16
Redevances	4,93	4,90	4,73	5,26	4,81
Transport et fluidification	1,45	1,40	1,42	1,43	1,53
Charges d'exploitation ³⁾	8,76	9,07	8,63	8,87	8,46
Taxes à la production et impôts miniers	0,37	0,35	0,38	0,24	0,52
Revenu net	28,50	27,10	26,33	25,66	34,84

Notes :

- 1) Les résultats par élément pour 2010 ont été présentés de nouveau selon les IFRS. D'autres explications sont fournies à la sous-rubrique « Questions comptables » de la rubrique « Renseignements supplémentaires ».
- 2) Le prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification pour l'exercice entier ont été réduits à hauteur du coût des achats de condensats qui sont mélangés avec le pétrole lourd, comme suit : Foster Creek – 35,43 \$/b; Christina Lake – 36,66 \$/b; Pelican Lake – 14,69 \$/b; Pétrole lourd – Sables bitumeux – 29,80 \$/b; Pétrole lourd – Classique – 11,08 \$/b et Total – Pétrole lourd – 26,66 \$/b.
- 3) Les charges d'exploitation pour l'exercice comprennent les coûts relatifs aux incitatifs à long terme représentant 0,16 \$/bep.
- 4) Foster Creek et Christina Lake sont des terrains renfermant du bitume.

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

Résultats par élément – 2009¹⁾	(Données préparées selon les PCGR antérieurs)				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Pétrole lourd – Foster Creek (\$/b)^{2) 4)}					
Prix	55,55	63,60	62,20	54,43	33,44
Redevances	1,42	2,31	1,85	0,66	0,22
Transport et fluidification	2,51	1,71	2,50	3,45	2,69
Charges d'exploitation	11,87	10,43	10,85	11,81	15,91
Revenu net	39,75	49,15	47,00	38,51	14,62
Pétrole lourd – Christina Lake (\$/b)^{2) 4)}					
Prix	53,45	57,07	64,85	57,32	32,44
Redevances	1,24	2,04	1,72	0,83	0,23
Transport et fluidification	3,09	0,96	5,36	2,83	3,38
Charges d'exploitation	16,31	18,06	15,31	13,69	18,21
Revenu net	32,81	36,01	42,46	39,97	10,62
Pétrole lourd – Pelican Lake (\$/b)²⁾					
Prix	54,77	62,73	61,87	55,39	38,66
Redevances	10,98	12,08	12,27	10,93	8,57
Transport et fluidification	0,30	(0,02)	0,67	0,06	0,45
Charges d'exploitation	9,59	11,64	7,03	9,74	10,15
Revenu net	33,90	39,03	41,90	34,66	19,49
Pétrole lourd - Sables bitumeux (\$/b)²⁾					
Prix	55,09	62,75	62,23	55,18	35,47
Redevances	4,98	5,37	5,66	4,86	3,69
Transport et fluidification	1,81	1,14	2,15	2,16	1,85
Charges d'exploitation	11,49	11,41	9,69	11,53	13,89
Taxes à la production et impôts miniers	0,04	0,02	0,07	0,06	-
Revenu net	36,77	44,81	44,66	36,57	16,04
Pétrole lourd - Classique (\$/b)²⁾					
Prix	55,29	62,09	64,62	56,00	37,71
Redevances	5,47	8,61	8,39	4,13	0,61
Transport et fluidification	1,91	1,59	1,22	2,75	2,11
Charges d'exploitation	9,47	12,06	9,31	9,72	6,91
Taxes à la production et impôts miniers	0,14	0,13	(0,04)	0,44	0,02
Revenu net	38,30	39,70	45,74	38,96	28,06
Total – Pétrole lourd (\$/b)²⁾					
Prix	55,14	62,63	62,72	55,36	35,99
Redevances	5,08	5,95	6,22	4,70	2,98
Transport et fluidification	1,83	1,22	1,96	2,28	1,91
Charges d'exploitation	11,07	11,52	9,61	11,13	12,27
Taxes à la production et impôts miniers	0,06	0,04	0,04	0,14	-
Revenu net	37,10	43,90	44,89	37,11	18,83
Pétrole léger et moyen (\$/b)					
Prix	63,34	71,82	68,15	65,28	48,09
Redevances	7,39	11,72	8,09	6,56	3,14
Transport et fluidification	0,98	0,70	0,83	1,18	1,21
Charges d'exploitation	9,93	9,53	10,00	9,53	10,67
Taxes à la production et impôts miniers	2,40	1,70	2,57	1,98	3,37
Revenu net	42,64	48,17	46,66	46,03	29,70
Total – Pétrole brut (\$/b)					
Prix	57,22	64,85	64,00	57,95	39,40
Redevances	5,67	7,34	6,66	5,18	3,03
Transport et fluidification	1,61	1,10	1,69	2,00	1,71
Charges d'exploitation	10,78	11,04	9,70	10,72	11,82
Taxes à la production et impôts miniers	0,65	0,44	0,64	0,62	0,95
Revenu net	38,51	44,93	45,31	39,43	21,89
Liquides de gaz naturel (\$/b)					
Prix	49,08	59,06	49,17	44,65	43,42
Redevances	0,81	0,96	1,00	0,82	0,46
Revenu net	48,27	58,10	48,17	43,83	42,96

Résultats par élément – 2009¹⁾	(Données préparées selon les PCGR antérieurs)				
	Exercice	T4	T3	T2	T1
Total – Liquides (\$/b)					
Prix	57,14	64,79	63,85	57,81	39,45
Redevances	5,62	7,28	6,60	5,14	3,00
Transport et fluidification	1,60	1,09	1,67	1,98	1,69
Charges d'exploitation	10,67	10,94	9,61	10,61	11,69
Taxes à la production et impôts miniers	0,65	0,44	0,63	0,61	0,94
Revenu net	38,60	45,04	45,34	39,47	22,13
Total – Gaz naturel (\$/kpi³)					
Prix	4,15	4,17	3,14	3,80	5,47
Redevances	0,08	0,16	0,02	0,01	0,15
Transport et fluidification	0,15	0,12	0,16	0,16	0,18
Charges d'exploitation	0,86	0,81	0,84	0,83	0,94
Taxes à la production et impôts miniers	0,05	0,03	0,04	0,07	0,05
Revenu net	3,01	3,05	2,08	2,73	4,15
Total (\$/bep)					
Prix	39,88	44,54	40,43	38,65	35,71
Redevances	2,87	4,05	3,22	2,35	1,81
Transport et fluidification	1,24	0,91	1,29	1,41	1,34
Charges d'exploitation ³⁾	7,71	7,85	7,24	7,52	8,27
Taxes à la production et impôts miniers	0,46	0,30	0,43	0,52	0,58
Revenu net	27,60	31,43	28,25	26,85	23,71

Notes :

- 1) Les résultats par élément pour 2009 sont présentés selon les PCGR antérieurs et n'ont pas été présentés de nouveau selon les IFRS. Vous trouverez d'autres explications à la sous-rubrique « Questions comptables » de la rubrique « Renseignements supplémentaire ».
- 2) Le prix du pétrole lourd et les frais de transport et de fluidification pour l'exercice entier ont été réduits à hauteur du coût des achats de condensats qui sont mélangés avec le pétrole lourd, comme suit : Foster Creek – 27,45 \$/b; Christina Lake – 28,90 \$/b; Pelican Lake – 13,16 \$/b; Pétrole lourd – Sables bitumeux – 22,37 \$/b; Pétrole lourd – Classique – 9,36 \$/b et Total – Pétrole lourd – 19,68 \$/b.
- 3) Les charges d'exploitation pour l'exercice comprennent la récupération des coûts relatifs aux incitatifs à long terme représentant 0,09 \$/bep.
- 4) Foster Creek et Christina Lake sont des terrains renfermant du bitume.

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

Dépenses en immobilisations, acquisitions et aliénations

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

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

Le tableau suivant fait état du montant net de nos dépenses en immobilisations pour 2011 et 2010 :

Dépenses en immobilisations – montant net (en millions de dollars)	2011	2010
Dépenses en immobilisations		
En amont		
Foster Creek	429	277
Christina Lake	472	346
Total	901	623
Pelican Lake	317	104
Autres régions du segment des sables bitumineux	197	130
Classique	788	526
	2 203	1 383
Raffinage et commercialisation	393	656
Activités non sectorielles	127	76
Dépenses en immobilisations	2 723	2 115
Acquisitions	71	86
Aliénations	(173)	(307)
Activités nettes d'acquisition et d'aliénation	(102)	(221)
Dépenses en immobilisations – montant net	2 621	1 894

AUTRES RENSEIGNEMENTS

Concurrence

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

Considérations environnementales

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

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

Nous examinons également l'effet de la réglementation du carbone sur nos projets majeurs, y compris nos activités relatives aux sables bitumineux et nos actifs de raffinage. Nous continuons de superviser étroitement l'évolution de la législation éventuelle en matière de gaz à effet de serre aux États-Unis. L'État de la Californie a adopté un règlement sur les changements climatiques sous la forme d'une norme relative aux carburants et combustibles à faible teneur en carbone qui exige la réduction du cycle de vie des émissions carboniques attribuables aux carburants de transport. Ce règlement établit actuellement une distinction entre le brut provenant de sables bitumeux en le classant dans la catégorie des pétroles bruts à forte teneur en carbone. À titre de producteur de sables bitumeux, Cenovus n'est pas directement réglementée et n'aura aucune obligation de conformité. Les raffineurs en Californie seront tenus de respecter le règlement. Un certain nombre d'études produites sur le sujet, y compris une qui a été menée par un organisme qui a fait office de conseiller à l'égard du règlement, suggère une vaste gamme de valeurs de teneur en carbone à l'égard des bruts tirés de sables bitumeux. Cenovus occupe une bonne position dans le secteur compte tenu de son ratio vapeur/pétrole habituellement bas. Ce règlement comporte de nombreux aspects complexes qui sont étudiés actuellement et, en décembre 2011, la Cour du district Est de la Californie a suspendu temporairement la mise en application du règlement en raison de plusieurs actions en justice en cours devant les tribunaux fédéraux qui contestent sa mise en application. Nous continuerons de surveiller cette affaire.

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 2011, 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 2012. Veuillez vous reporter à la rubrique « Facteurs de risque – Réglementation environnementale » pour obtenir davantage de renseignements sur l'incidence des questions de protection de l'environnement sur Cenovus.

Pratique de responsabilité d'entreprise

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

Notre politique de RE porte sur six principaux domaines d'engagement : i) le leadership; ii) la gouvernance d'entreprise et les pratiques commerciales; iii) les droits de la personne; iv) le respect de l'environnement; v) l'engagement envers les parties intéressées et les autochtones; et vi) la participation à la communauté et l'engagement envers celle-ci. Nous maintiendrons la production de nos rapports externes sur notre rendement dans ces domaines au moyen de notre rapport de RE annuel. Notre premier rapport de RE détaillé a été publié en juillet 2011 et comportait un mandat de certification limité avec PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. à l'égard d'un nombre déterminé d'indicateurs quantitatifs. Ce rapport suivait les lignes directrices de la Global Reporting Initiative et

les normes établies par l'Association canadienne des producteurs pétroliers dans son programme *Responsible Canadian Energy*. La politique de RE met l'accent sur notre engagement à assurer la protection de la santé et de la sécurité de toutes les personnes touchées par nos activités, tant notre main-d'œuvre que les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités. Nous ne compromettrons pas la santé et la sécurité des personnes par l'exercice de nos activités. Nous nous efforcerons de procurer un environnement de travail sécuritaire et salubre et nous attendons de nos travailleurs qu'ils respectent les pratiques de santé et de sécurité établies pour leur protection. En outre, la politique comprend des mentions de la gestion des mesures d'urgence et de l'investissement dans des projets d'efficacité énergétique, de nouvelles technologies et de la recherche, et elle appuie les principes de la Déclaration universelle des droits de l'homme.

En 2011, nous avons déployé la politique de RE dans l'ensemble de l'organisation afin de nous assurer que les engagements qui y sont exprimés sont compris et mis en application. Ce déploiement comprenait i) un outil de formation électronique interactif que les employés et les entrepreneurs sont tenus d'utiliser; ii) un vidéo diffusé à la grandeur de la société mettant l'accent sur les six domaines d'engagement différents de la politique de RE révisée; iii) une présentation donnée au cours du forum d'innovation de Cenovus; iv) des présentations d'orientation à toutes les deux semaines à l'intention de plus de 600 nouveaux employés; v) un fil de nouvelles appelé le Facteur « R » présentant des articles concernant les employés; vi) deux dîners-causeries et vii) deux bulletins sur la page Web interne de la société.

De plus, la politique de RE était l'une des composantes de la mise en application du nouveau système de gestion de l'exploitation de Cenovus, qui a été lancé dans l'ensemble de la société en 2011. Parmi certaines des mesures que Cenovus a prises en vue d'assurer la réussite de la mise en œuvre de la politique, on compte les suivantes : i) un programme de sécurité en vue d'évaluer périodiquement les menaces qui pourraient peser sur la sécurité des activités commerciales et en vue de gérer les risques connexes; ii) des mesures du rendement en matière de RE afin d'évaluer notre progrès; iii) un programme d'efficacité énergétique privilégiant la réduction de l'utilisation de l'énergie dans nos activités et favorisant les initiatives au niveau des communautés tout en incitant les employés à réduire l'utilisation de l'énergie dans leur maison; iv) une pratique d'enquête et un comité chargé des enquêtes en vue d'examiner et de corriger les violations éventuelles des politiques et des pratiques de Cenovus ou d'autres règlements; v) une ligne d'appel de promotion de l'intégrité qui offre un autre moyen à nos parties intéressées de faire connaître leurs préoccupations; vi) le site Web de RE qui permet aux gens d'écrire à Cenovus pour manifester leurs inquiétudes sur des questions non financières; vii) des politiques et des pratiques connexes comme une politique de lutte contre l'alcoolisme et la toxicomanie et une pratique d'éthique commerciale et des lignes directrices relatives aux comportements à adopter en ce qui concerne l'acceptation de cadeaux, les conflits d'intérêts et l'utilisation adéquate du matériel et de la technologie de Cenovus d'une façon conforme aux pratiques d'éthique commerciale prépondérantes; et viii) une exigence en ce qui concerne la reconnaissance et l'approbation des politiques et des pratiques clés de la part de notre conseil et de nos employés. Notre conseil a approuvé la politique de RE conformément à la recommandation du comité de la santé, de l'environnement et de la responsabilité. Le conseil est également informé des violations importantes de la politique et reçoit des mises à jour sur les tendances, les questions ou les événements qui pourraient avoir une incidence sur Cenovus.

En 2011, Cenovus a été incluse dans l'indice Dow Jones de développement durable – Amérique du Nord pour la deuxième année consécutive. Cenovus a été également incluse dans l'indice social Jantzi pour la première fois. Les deux indices assurent le suivi du rendement financier de sociétés de premier plan à travers le monde en ce qui a trait aux résultats obtenus en matière de RE.

Employés

Le tableau qui suit résume la répartition de nos employés équivalents temps plein (« ETP ») au 31 décembre 2011 :

	Employés ETP
Sables bitumineux	1 019
Classique	580
Raffinage et commercialisation	74
Activités non sectorielles de Cenovus	1 137
Total	2 810

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

Activités à l'étranger

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

ADMINISTRATEURS ET MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION

Administrateurs

Les personnes qui suivent agissent, à l'heure actuelle, à titre d'administrateurs de Cenovus.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis ¹⁾	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Ralph S. Cunningham ^(2,4,5,7) Houston (Texas) États-Unis	2009	M. Cunningham est président du conseil d'Enterprise Products Holdings, LLC, commandité remplaçant d'Enterprise Products Partners L.P. D'août 2007 à novembre 2010, M. Cunningham a été administrateur, président et chef de la direction d'EPE Holdings, LLC, seul commandité d'Enterprise GP Holdings L.P., société de portefeuille ouverte de l'industrie des services d'énergie intermédiaires. De décembre 2005 à juin 2007, il a exercé les fonctions de vice-président directeur de groupe et de chef de l'exploitation et, de juin 2007 à juillet 2007, celles de président et de chef de la direction par intérim d'Enterprise Products GP, LLC, commandité d'Enterprise Products Partners, L.P. Il a également été administrateur de la même entité de décembre 2005 à mai 2010. De décembre 2009 à novembre 2010, il a été administrateur de LE GP, LLC, commandité d'Energy Transfer Equity, L.P. À l'heure actuelle, il est administrateur d'Agrium Inc. et administrateur et président du conseil de TETRA Technologies, Inc. Il est aussi membre du conseil consultatif en génie chimique et du conseil consultatif en génie de la Auburn University.
Patrick D. Daniel ^(2,3,4,5) Calgary (Alberta) Canada	2009	M. Daniel est un administrateur et le président et chef de la direction d'Enbridge Inc., société ouverte de distribution d'énergie. Il est administrateur de la Banque Canadienne Impériale de Commerce et membre du bureau de révision nord-américain d'American Air Liquide Holdings, Inc. Il est également membre du National Petroleum Council (comité consultatif sur le pétrole et le gaz naturel du secrétaire de l'énergie aux États-Unis), administrateur de l'American Petroleum Institute, président du conseil de la energy4everyone Foundation et membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists de l'Alberta.
Ian W. Delaney ^(2,4,5,7) Toronto (Ontario) Canada	2009	M. Delaney est président du conseil de Sherritt International Corporation, société ouverte du secteur des ressources naturelles diversifiées qui produit du nickel, du cobalt, du charbon thermique, du pétrole et du gaz et de l'électricité. M. Delaney était président et chef de la direction de Sherritt International Corporation de 2009 à 2011. Il est également président du conseil de The Westaim Corporation.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis ¹⁾	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Brian C. Ferguson ⁽⁸⁾ Calgary (Alberta) Canada	2009	M. Ferguson est devenu président et chef de la direction lors de la formation de Cenovus le 30 novembre 2009. M. Ferguson est responsable de la direction de l'ensemble des résultats stratégiques et opérationnels de Cenovus. M. Ferguson est entré au service d'une société remplacée en 1984 et est devenu membre de son équipe de direction en 1994. Avant de diriger Cenovus, il était vice-président directeur et chef des finances d'Encana. Son expérience des affaires comprend divers domaines en finances, en expansion d'entreprise, en réserves, en planification stratégique, en évaluation et en communication. M. Ferguson est actuellement membre du conseil de la Canadian Association of Petroleum Producers. Il est Fellow du Institute of Chartered Accountants de l'Alberta, membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA), membre du Conseil canadien des chefs d'entreprise et président du conseil de la Calgary Police Foundation. Il a été auparavant président du Conseil sur la surveillance des risques et la gouvernance de l'ICCA.
Michael A. Grandin ^(2,5,9) Calgary (Alberta) Canada	2009 (Président du conseil)	M. Grandin est le président de notre conseil d'administration. Il est également administrateur de BNS Split Corp. Il est de la Banque HSBC Canada. Il a été président du conseil et chef de la direction de la Fiducie houillère canadienne Fording de février 2003 à octobre 2008 lorsque cette entité a été acquise par Teck Cominco Limited. Il a été président de PanCanadian Energy Corporation d'octobre 2001 à avril 2002 lorsque celle-ci a fusionné avec Alberta Energy Company Ltd. pour former Encana Corporation. M. Grandin a exercé les fonctions de doyen de la Haskayne School of Business de la University of Calgary d'avril 2004 à janvier 2006.
Valerie A.A. Nielsen ^(2,3,5,6) Calgary (Alberta) Canada	2009	M ^{me} Nielsen est administratrice de la Corporation Wajax. Elle a été membre et présidente du groupe consultatif sur l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT), sur l'Accord de libre-échange nord-américain (ALÉNA) et sur d'autres questions de commerce international se rapportant à l'énergie, aux produits chimiques et aux matières plastiques de 1986 à 2002. M ^{me} Nielsen a également été administratrice de la Banque du Canada et du Comité olympique canadien.
Charles M. Rampacek ^(5,6,7) Dallas (Texas) États-Unis	2009	M. Rampacek est administrateur de Flowserve Corporation et de Pilko & Associates L.P. et administrateur et président du conseil d'Arden Holdings, LLC. M. Rampacek est également membre du conseil consultatif en génie de la University of Texas et du College of Engineering Leadership Board de la University of Alabama.
Colin Taylor ^(3,4,5) Toronto (Ontario) Canada	2009	M. Taylor a exercé pendant deux mandats consécutifs de quatre ans les fonctions de chef de la direction et d'associé directeur chez Deloitte & Touche s.r.l. et, par la suite, celles de conseiller principal auprès du même cabinet jusqu'à son départ à la retraite en mai 2008. Il est également membre de l'Institut Canadien des Comptables Agréés et Fellow de l'Institut des comptables agréés de l'Ontario.

Nom et lieu de résidence	Administrateur depuis ¹⁾	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Wayne G. Thomson ^(2,5,6,7) Calgary (Alberta) Canada	2009	M. Thomson est administrateur et chef de la direction d'Iskander Energy Corp., une société pétrolière et gazière internationale fermée. Il est président du conseil et président d'Enviro Valve Inc., société fermée de fabrication de soupapes de surpression brevetées. Il est aussi administrateur de Virgin Resources Limited et de TVI Pacific Inc. M. Thomson est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists de l'Alberta et de la World Presidents' Organization.

Notes :

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

Membres de la haute direction

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

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

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

Au 31 décembre 2011, la totalité de nos administrateurs et des membres de notre haute direction, en tant que groupe, étaient propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 1 185 268 actions ordinaires, soit environ 0,16 pour cent du nombre d'actions ordinaires qui étaient en circulation à cette date, ou exerçaient un contrôle ou une emprise sur de telles actions, directement ou indirectement.

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

Ordonnances de cessation des opérations, faillites, pénalités ou sanctions

À notre connaissance, sauf tel qu'il est décrit ci-dessous, aucun de nos administrateurs ou membres de la haute direction n'est, en date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des 10 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 10 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 10 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. Delaney était administrateur d'OPTI Canada Inc. (« OPTI ») lorsque cette société a entrepris des procédures en vue d'obtenir la protection contre ses créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada) (la « Loi ACC ») le 13 juillet 2011. Ernst & Young Inc. a été nommée pour faire le suivi d'OPTI. Le 28 novembre 2011, OPTI a annoncé qu'elle avait conclu une opération aux termes de laquelle une filiale de CNOOC Limited avait fait l'acquisition de la totalité des titres en circulation d'OPTI aux termes d'un plan d'arrangement en vertu de Loi ACC et de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*.

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

COMITÉ D'AUDIT

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

Composition du comité d'audit

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

Patrick D. Daniel

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

Valerie A.A. Nielsen

M^{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 et a fourni des services-conseils dans le secteur pétrolier et gazier. Elle a également suivi plusieurs cours universitaires en finance et en comptabilité. De 1986 à 2002, M^{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 est actuellement administratrice de la Corporation Wajax, société ouverte diversifiée active dans la vente de pièces et le soutien technique lié au matériel mobile, aux moteurs diesel et aux composants industriels, et siège à son comité d'audit. Elle a également été administratrice de la Banque du Canada et du Comité olympique canadien.

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

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

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

Politiques et procédures d'approbation préalable

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

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

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

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

Honoraires en contrepartie des services de l'auditeur externe

Le tableau qui suit fournit des renseignements sur les honoraires facturés à Cenovus en contrepartie des services professionnels fournis par PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. pendant les exercices terminés les 31 décembre 2011 et 2010 :

(en milliers de dollars)	2011	2010
Honoraires d'audit ¹⁾	2 682	1 996
Honoraires pour services liés à l'audit ²⁾	8	47
Honoraires pour services fiscaux ³⁾	714	157
Tous les autres honoraires ⁴⁾	66	18
Total	3 470	2 218

Notes :

- 1) Les honoraires d'audit comprennent les honoraires pour l'audit de nos états financiers annuels ou les services qui sont normalement fournis à l'occasion de dépôts ou de missions prévus par la loi et la réglementation.
- 2) Les honoraires pour services liés à l'audit comprennent les honoraires pour les services de certification et les services connexes qui sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou de l'examen de nos états financiers de l'émetteur et qui ne sont pas compris dans les honoraires d'audit. Au cours de 2011, les services fournis dans cette catégorie ont compris l'examen des réserves et la communication de l'information concernant la rémunération de la haute direction.
- 3) Les honoraires pour services fiscaux comprennent les honoraires pour les services rendus en matière de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de planification fiscale. Au cours de 2011, les services fournis dans cette catégorie ont compris surtout le soutien relativement aux demandes par Cenovus Energy Inc. et FCCL Partnership concernant la recherche scientifique et le développement expérimental.
- 4) Au cours de l'exercice 2011, les services fournis dans cette catégorie ont compris le paiement des frais de maintien associés à un outil de recherche qui donne accès à un répertoire exhaustif de documents d'information financière et d'assurances.

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

Le texte qui suit résume les droits, privilèges, restrictions et conditions qui sont rattachés aux actions ordinaires (les « actions ordinaires ») et à nos actions privilégiées de premier et de deuxième rangs (collectivement, les « actions privilégiées »). Nous sommes autorisés à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de deuxième rang. Au 31 décembre 2011, environ 754 millions d'actions ordinaires étaient en circulation, mais aucune action privilégiée n'était en circulation.

Actions ordinaires

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

Actions privilégiées

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

Régime de droits des actionnaires

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

Plan de réinvestissement de dividendes

En 2010, le conseil a approuvé un plan de réinvestissement de dividendes qui permet aux porteurs d'actions ordinaires de réinvestir automatiquement dans des actions ordinaires une partie ou la totalité des dividendes en numéraire versés sur leurs actions ordinaires. Au gré de la société, les actions ordinaires additionnelles peuvent être émises sur le capital autorisé au cours moyen du marché ou peuvent être achetées sur le marché.

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

Notre régime d'options d'achat d'actions des employés offre aux employés l'occasion d'exercer des options visant l'achat d'actions ordinaires. Les prix d'exercice des options correspondent approximativement au cours des actions ordinaires à la date d'émission des options. Les options attribuées peuvent être exercées à hauteur de 30 pour cent du nombre d'options attribuées après

un an et une tranche supplémentaire de 30 pour cent du nombre d'options attribuées peuvent être exercées après deux ans, et ces options peuvent être exercées intégralement après trois ans. Les options attribuées avant le 17 février 2010 expirent après cinq ans alors que les options attribuées à compter du 17 février 2010 expirent après sept ans. Chaque option attribuée avant le 24 février 2011 comporte un droit de plus-value des actions jumelé connexe qui confère au titulaire de l'option le droit de choisir de recevoir un paiement en espèces égal à la différence positive du cours des actions ordinaires au moment de l'exercice par rapport au prix d'exercice de l'option, en échange de la remise de l'option. Les options attribuées à compter du 24 février 2011 comportent des droits de règlement net connexes. Plutôt que d'exercer l'option, le droit de règlement net attribue au titulaire de l'option le droit de recevoir le nombre d'actions ordinaires pouvant être acquises au moyen de la valeur excédentaire du cours des actions ordinaires au moment de l'exercice par rapport au prix d'exercice de l'option.

Évaluations de crédit

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

Le tableau suivant présente les notes d'évaluation et la perspective des titres d'emprunt de Cenovus au 31 décembre 2011 :

	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
Papier commercial Note à court terme	A-1 (bas)/stable	P-2/stable	R-1 (bas)/stable

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

Les notes de crédit à long terme de S&P se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de AAA à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note BBB+ de S&P fait partie de la quatrième catégorie en importance sur 10, et indique que la créance affiche des paramètres de protection adéquats. Toutefois, une situation économique défavorable ou l'évolution de circonstances risque plus vraisemblablement de se traduire par une diminution de la capacité du débiteur à respecter ses engagements financiers sur la créance. L'attribution d'un indicateur (+) ou (-) après la note indique la position relative au sein d'une catégorie d'évaluation particulière. Les notes des papiers commerciaux canadiens de S&P se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de A-1 (haut) à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note A-1 (bas) est la troisième catégorie en importance sur huit, et indique que le débiteur devrait être suffisamment en mesure de s'acquitter de ses engagements financiers. La perspective de la note donne l'orientation éventuelle d'une note à court ou à long terme, et la désignation « stable » indique qu'une modification de la note est peu probable.

Les notes de crédit à long terme de Moody's se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de Aaa à C, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. Une note Baa2 de Moody's fait partie de la quatrième catégorie en importance sur neuf, et est attribuée aux titres d'emprunt qui sont considérés comme des obligations de qualité intermédiaire (c.-à-d. qui présentent un risque de crédit modéré). Ces titres d'emprunt peuvent présenter certaines caractéristiques

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

Les notes de crédit à long terme de DBRS se situent sur une échelle d'évaluation qui varie de AAA à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. Une note A (bas) de DBRS fait partie de la troisième catégorie en importance sur 10, et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme ayant une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières est importante, mais la qualité du crédit est inférieure à celle des titres qui ont reçu une meilleure note. Les entités faisant partie de la catégorie A peuvent être vulnérables face aux éventualités futures, mais les facteurs négatifs existants sont considérés comme gérables. L'attribution d'un indicateur « (haut) » ou « (bas) » au sein de chaque catégorie d'évaluation indique sa situation relative au sein de la catégorie en question. Les évaluations de titres à court terme de DBRS se situent sur une échelle qui varie de R-1 (haut) à D, qui représentent la meilleure et la moins bonne qualité des titres évalués. La note R-1 (bas) correspond à la troisième catégorie en importance sur 10, et indique que la qualité du crédit des titres d'emprunt à court terme est bonne. La capacité de remboursement des obligations financières à court terme à leur échéance est importante, mais la solidité générale n'est pas aussi favorable que celle des meilleures catégories. Cenovus peut subir les contrecoups d'événements futurs, mais les facteurs négatifs qui existent sont considérés comme gérables.

DIVIDENDES

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

Le conseil a approuvé une augmentation de 10 pour cent du dividende pour le premier trimestre, soit un dividende de 0,22 \$ par action, payable le 30 mars 2012 aux porteurs d'actions ordinaires inscrits le 15 mars 2012. Au cours de chaque trimestre de 2011, Cenovus a versé un dividende de 0,20 \$ par action (0,80 \$ par action par année).

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

La totalité des actions ordinaires en circulation sont inscrites et affichées en vue de leur négociation à la Bourse de Toronto et à la New York Stock Exchange (« NYSE ») sous le symbole CVE. Le tableau suivant indique la fourchette des cours et le volume des actions négociées chaque mois en 2011 :

2011	Bourse de Toronto				NYSE			
	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions (en milliers)	Fourchette des cours des actions			Volume d'actions (en milliers)
	Haut	Bas	Clôture		Haut	Bas	Clôture	
	(\$ par action)				(\$ US par action)			
Janvier	34,83	31,15	34,60	32 816	34,78	31,11	34,61	26 480
Février	38,36	33,54	37,75	38 526	39,28	33,62	38,91	32 385
Mars	38,90	33,95	38,30	39 544	40,06	34,25	39,38	34 901
Avril	38,98	34,50	36,38	33 639	40,73	35,63	38,40	29 366
Mai	37,34	31,73	35,80	34 622	39,36	32,48	37,09	33 621
Juin	36,45	32,03	36,40	49 122	37,80	32,62	37,66	35 915
Juillet	38,38	35,25	36,73	30 558	40,61	36,38	38,35	28 291
Août	37,01	31,42	35,40	50 680	39,57	31,54	36,08	46 066
Septembre	36,51	29,87	32,27	51 442	37,43	29,02	30,71	32 811
Octobre	37,11	28,85	34,14	44 119	37,35	27,15	34,20	40 191
Novembre	35,53	29,83	34,11	37 497	35,08	28,68	33,39	27 372
Décembre	34,76	30,70	33,83	36 976	34,29	29,64	33,20	27 100

FACTEURS DE RISQUE

Nos activités sont soumises à un certain nombre de risques dont certains ont une incidence sur l'industrie pétrolière et gazière dans son ensemble, tandis que d'autres sont propres à nos activités. Nous avons classé les risques en fonction de trois catégories principales : les risques de nature financière, les risques liés à l'exploitation de notre entreprise et les risques liés à la réglementation. L'incidence d'un risque ou d'une combinaison de risques dans ces trois catégories peut nuire à notre entreprise, notre réputation, notre situation financière, nos résultats des activités et nos flux de trésorerie, ce qui pourrait réduire ou restreindre notre capacité à verser un dividende à nos actionnaires et nuire gravement au cours de nos titres.

Notre approche en matière de gestion des risques comprend le respect de la politique de gestion des risques d'entreprise approuvée par le conseil et le programme et la politique de gestion des risques d'entreprise connexes, un examen annuel des risques principaux et nouveaux nous touchant, une analyse de la gravité et de la probabilité de chaque risque principal, une évaluation de l'efficacité de nos procédures d'atténuation des risques, et le maintien de ces procédures ou le traitement des risques. De plus, nous surveillons constamment notre profil de risque ainsi que les meilleures pratiques en usage dans le secteur.

Risques de nature financière

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

Volatilité des prix des marchandises

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

Notre rendement financier est aussi tributaire des produits des activités ordinaires provenant de la vente de marchandises, qui diffèrent, selon la qualité et l'emplacement, des prix des marchandises sous-jacentes inscrits sur des marchés boursiers. Les écarts entre le prix de notre pétrole léger/moyen, de notre pétrole lourd (particulièrement l'écart entre les prix de notre pétrole léger/lourd) et de notre bitume, et le prix inscrit sur les marchés sont particulièrement importants. En effet, les réductions qui s'inscrivent sont non seulement touchées par des facteurs associés à l'offre et à la demande régionales, mais elles subissent également les contrechocs d'autres facteurs comme les coûts, la capacité et les interruptions du transport, la demande formulée à l'égard du raffinage, la

disponibilité et le coût des diluants utilisés afin de fluidifier et de transporter les produits et la qualité du pétrole produit, tous des facteurs qui sont indépendants de notre volonté.

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

Les fluctuations du prix des marchandises, les écarts de prix connexes et les marges obtenues sur les produits raffinés peuvent influencer sur la valeur de nos actifs, notre capacité à continuer d'exploiter notre entreprise et à financer les projets de croissance, y compris la poursuite du développement de nos terrains de sables bitumeux. Des périodes prolongées de volatilité des prix des marchandises peuvent également influencer défavorablement sur notre capacité à atteindre les objectifs fixés et sur le montant de nos emprunts. Toute baisse importante ou prolongée de ces prix des marchandises pourrait entraîner un retard ou l'annulation de programmes de construction, de développement ou de forage actuels ou futurs ou la réduction de la production ou encore la non-utilisation d'engagements de transport à long terme et/ou une utilisation réduite de nos raffineries.

Nous évaluons tous les ans la valeur comptable de nos actifs conformément aux Normes internationales d'information financière. Si les prix du pétrole brut et du gaz naturel diminuent de façon marquée et demeurent peu élevés pour une période prolongée, la valeur comptable de nos actifs pourrait faire l'objet d'une dépréciation.

Frais de développement et d'exploitation

Notre rendement financier est touché de façon marquée par les frais de développement et d'exploitation de nos actifs, frais qui sont touchés par un certain nombre de facteurs dont les pressions inflationnistes sur les prix, les retards de programmation, l'incapacité à observer des normes de qualité de la construction et de la fabrication, les retards des projets, les perturbations de la chaîne d'approvisionnement, y compris l'accès à une main-d'œuvre qualifiée entraînant des retards de la programmation ou une répétition du travail. Les coûts de l'électricité, de l'eau, des diluants, des produits chimiques, des fournitures, de remise en état, d'abandon et de main-d'œuvre sont des exemples de frais d'exploitation qui sont susceptibles de connaître d'importantes fluctuations.

Opérations de couverture

Notre politique de réduction des risques associés aux marchés, qui a été approuvée par le conseil, permet à la direction d'avoir recours aux instruments dérivés pour couvrir le risque associé aux prix de notre production de pétrole brut et de gaz naturel ainsi qu'à nos marges obtenues sur les produits raffinés. Nous utilisons également les instruments dérivés sur divers marchés opérationnels afin d'optimiser notre chaîne d'approvisionnement ou de production. Nous pouvons utiliser, lorsque nous le jugeons approprié, des instruments dérivés financiers et des contrats de livraison matérielle pour nous aider à atténuer l'incidence éventuelle des variations des taux d'intérêt et des taux de change. La direction peut choisir d'utiliser des instruments dérivés afin de réduire notre exposition nette aux coûts d'exploitation en dollars canadiens.

Le recours à ces opérations de couverture nous expose à des risques qui peuvent provoquer d'importantes pertes. Ces risques comprennent les variations du prix de l'instrument de couverture dont il n'est pas tenu compte dans le prix des produits que nous vendons, l'incapacité d'une contrepartie à s'acquitter d'une obligation, une erreur humaine ou une lacune de nos systèmes ou de nos contrôles ou encore le caractère non exécutoire de nos contrats.

De plus, les conséquences d'une couverture en vue de nous protéger contre le risque de baisse des prix peuvent limiter les avantages que nous pouvons retirer des augmentations des prix des marchandises ou des variations des taux d'intérêt et des taux de change. Nous pouvons également

subir une perte financière aux termes des contrats de couverture si nous ne sommes pas en mesure de produire du pétrole, du gaz naturel ou des produits raffinés pour nous permettre de nous acquitter de nos obligations de livraison.

Crédit, liquidité et possibilité d'obtenir un financement

L'expansion future de notre entreprise peut être tributaire de notre capacité à obtenir des capitaux supplémentaires, y compris du financement par emprunt et par capitaux propres. Des marchés des capitaux imprévisibles et les répercussions de cette imprévisibilité sur le crédit peuvent freiner notre capacité à nous procurer un financement rentable, et à le conserver, et limiter notre capacité à avoir accès en temps voulu aux marchés financiers selon des modalités acceptables. Une incapacité à avoir accès à des capitaux pourrait influencer sur notre capacité à faire des dépenses en immobilisations futures et à financer nos engagements en matière de capital et d'exploitation. Notre capacité à obtenir des capitaux supplémentaires dépend, entre autres, de l'intérêt pour des placements dans le secteur de l'énergie en général et de l'intérêt pour des placements dans nos titres en particulier.

En septembre 2009, nous avons émis 3,5 milliards de dollars américains en titres de créance, échangés en quasi-totalité par la suite contre des titres de créance inscrits en vertu de la loi intitulée *Securities Act of 1933*, dans sa version modifiée, selon les mêmes modalités que les titres émis initialement. Le 15 septembre 2014, la première tranche de 800 millions de dollars américains de cette créance expire. Nous avons une facilité de crédit consentie de 3,0 milliards de dollars qui vient à échéance le 30 novembre 2015 et que nous pouvions utiliser intégralement dès le 31 décembre 2011 pour combler nos besoins de fonctionnement ou nos besoins en capitaux. Malgré l'état actuel de notre situation de trésorerie, l'incapacité d'accéder aux marchés de crédit, une baisse prolongée des prix du pétrole brut ou des produits raffinés ou la poursuite de la baisse du prix du gaz naturel ou encore des dépenses imprévues importantes liées au développement ou à l'entretien de nos terrains existants pourraient avoir une incidence considérable sur notre situation de trésorerie, et pourraient nuire à notre note de crédit et à notre capacité d'avoir accès à des sources de capitaux existantes et/ou supplémentaires. Nous sommes également tenus de respecter les engagements financiers et d'exploitation prévus dans nos facilités de crédit et l'acte de fiducie régissant nos titres de créance. Nous examinons régulièrement les engagements et pouvons apporter des modifications à nos plans de développement ou à notre politique en matière de dividendes pour en assurer le respect. Si nous ne respectons pas ces engagements, notre accès à des capitaux pourrait être restreint ou le remboursement des emprunts pourrait être exigé. Si les sources externes de capital deviennent limitées ou inexistantes, ou si le remboursement est exigé avant l'échéance, notre capacité à effectuer des investissements en capital, à poursuivre notre plan d'affaires et à conserver nos terrains existants pourrait s'en trouver compromise.

Taux de change

Les fluctuations du taux de change peuvent avoir une incidence sur nos résultats, puisque les prix mondiaux du pétrole brut, du gaz naturel et des produits raffinés sont fixés en dollars américains, alors qu'un bon nombre de nos coûts d'exploitation et de nos dépenses en immobilisations ainsi que nos états financiers consolidés sont libellés en dollars canadiens. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain diminuera les produits des activités ordinaires obtenus de la vente de notre pétrole, notre gaz naturel et nos produits raffinés. Les fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien créent de l'incertitude et influent sur nos dépenses en immobilisations.

Taux d'intérêt

Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt en raison de notre utilisation de facilités de crédit et de papier commercial à taux variables. Une augmentation des taux d'intérêt pourrait augmenter nos frais d'intérêt nets et nuire à nos résultats financiers. De plus, nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt au moment du refinancement de dettes à long terme arrivant à échéance aux taux d'intérêt en vigueur.

Régimes de redevances

Nos flux de trésorerie peuvent être directement touchés par des modifications des régimes de redevances. Les gouvernements de l'Alberta et de la Saskatchewan reçoivent des redevances

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

Lois fiscales

Les lois de l'impôt sur le revenu, d'autres lois ou les programmes incitatifs gouvernementaux pourraient être modifiés ultérieurement ou interprétés d'une manière défavorable pour nous et nos actionnaires. Les autorités fiscales ayant compétence sur nous et nos actionnaires peuvent ne pas être en accord avec la façon dont nous calculons notre passif fiscal ou pourraient changer leurs pratiques administratives à notre détriment ou au détriment de nos actionnaires.

Capacité de verser des dividendes

Le versement de dividendes est à l'appréciation de notre conseil. Tous les dividendes seront examinés par le conseil et peuvent être augmentés, diminués ou suspendus à l'occasion. Notre capacité de verser des dividendes et le montant réel de ces dividendes dépend, entre autres, de notre rendement financier, de nos engagements et de nos obligations d'emprunt, de notre capacité à refinancer nos créances selon des modalités semblables et à des taux d'intérêt équivalents, de nos besoins en fonds de roulement, de nos obligations fiscales futures, de nos besoins de capitaux ultérieurs et des facteurs de risque présentés dans la présente notice annuelle.

Risques associés à l'exploitation

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

Incertitude des estimations des réserves et des produits nets futurs

Les estimations des réserves présentées dans la présente notice annuelle ne constituent que des estimations. De nombreuses incertitudes entrent en jeu au moment d'évaluer les quantités des réserves, notamment de nombreux facteurs indépendants de notre volonté. En général, les estimations des réserves de pétrole brut et de gaz naturel exploitables de façon rentable et les flux de trésorerie nets futurs qui en sont tirés sont calculés au moyen d'hypothèses et de facteurs variables, dont, notamment, les prix des produits, les coûts d'immobilisations et d'exploitation futurs, la production passée des terrains et les effets présumés de la réglementation par les organismes gouvernementaux, y compris en ce qui concerne les versements de redevances et d'impôts, les niveaux de production initiaux, les taux de baisse de la production et la disponibilité, la proximité et la capacité des réseaux de collecte de pétrole et de gaz, des pipelines et des installations de traitement, tous des facteurs qui peuvent varier considérablement par rapport aux résultats réels.

Toutes ces estimations comportent un certain degré d'incertitude, et la classification des réserves n'est qu'une tentative pour définir ce degré d'incertitude. Pour ces raisons, les estimations des réserves de

pétrole brut et de gaz naturel récupérables de façon rentable attribuables à un groupe de terrains donné, la classification de ces réserves en fonction du risque de récupération et les estimations des produits d'exploitation nets futurs prévus provenant de ces terrains établies par divers ingénieurs, ou par les mêmes ingénieurs à différents moments, peuvent varier considérablement. Notre production, nos produits des activités ordinaires, nos taxes et impôts ainsi que nos dépenses d'exploitation et de développement réels à l'égard de nos réserves peuvent fluctuer par rapport aux estimations courantes, et les écarts peuvent être importants.

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

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

Incertitude des estimations des ressources éventuelles et prometteuses

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

Questions liées à l'exploitation, à la santé et à la sécurité

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

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

La production et le raffinage de pétrole requièrent d'importants investissements et comportent certains risques et incertitudes. Nos activités d'exploitation du pétrole peuvent subir des pertes de production, des ralentissements, des arrêts d'exploitation ou des restrictions quant à notre capacité de

produire des produits à valeur plus élevée en raison de l'interdépendance de nos systèmes de composants. La délimitation des ressources, les coûts associés à la production, dont le forage de puits pour les activités de DGMV, et les coûts associés au raffinage du pétrole peuvent comporter d'importants déboursés de capitaux. Les coûts d'exploitation liés à la production de pétrole sont en grande partie fixés à court terme et, par conséquent, les frais d'exploitation unitaire dépendent en grande partie des niveaux de production.

Notre entreprise de raffinage et de commercialisation est exposée à tous les risques inhérents à l'exploitation de raffineries, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de transport et de distribution, y compris les pertes de produits, les ralentissements causés par le matériel défectueux ou l'arrêt des services de transport, les interruptions, les conditions climatiques, les incendies et les explosions, le manque de disponibilité de charges d'alimentation et le prix et la qualité de ces charges.

Nous ne prenons pas d'assurance contre toutes les éventualités et interruptions éventuelles, et rien ne garantit que notre assurance sera suffisante pour couvrir de telles éventualités ou interruptions. Nos activités pourraient également être interrompues en raison de catastrophes naturelles ou d'autres événements indépendants de notre volonté.

Transport par pipeline et ses interruptions

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

Exécution des projets d'agrandissement

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

Risques relatifs aux associés

Certains de nos actifs ne sont pas exploités par nous ou sont détenus en partenariat avec d'autres personnes. Par conséquent, nos résultats des activités pourraient subir l'incidence des mesures d'exploitants tiers ou d'associés.

Les participations dans certains de nos actifs en amont sont détenues conjointement avec ConocoPhillips, société ouverte américaine non reliée, et sont exploitées par nous. Nos actifs de

raffinage sont détenus conjointement avec ConocoPhillips et sont exploités par ConocoPhillips. La réussite de nos activités de raffinage est tributaire de la capacité de ConocoPhillips d'exploiter cette entreprise avec succès et de maintenir les actifs de raffinage. Nous nous fions au jugement de ConocoPhillips et à son expertise en matière d'exploitation en ce qui a trait à l'exploitation de ces actifs de raffinage, et nous nous attendons aussi à ce qu'elle nous fournisse des renseignements sur l'état de ces actifs de raffinage et sur les résultats des activités connexes.

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

D'autres sociétés exploitent une partie des actifs dans lesquels nous avons une participation. Nous n'exerçons qu'une influence limitée sur l'exploitation de ces actifs ou leurs coûts connexes. Le succès de nos activités à l'égard des actifs exploités par des tiers ainsi que le moment où ces activités sont menées dépendra de divers facteurs qui sont indépendants de notre volonté, notamment : le moment où les dépenses en immobilisations sont engagées et leur montant, le moment où les dépenses d'exploitation et d'entretien sont engagées et leur montant, l'expertise et les ressources financières de l'exploitant, l'approbation des autres participants, le choix de la technologie et les pratiques en matière de gestion des risques.

Concurrence

Une forte concurrence existe dans tous les aspects du secteur pétrolier canadien et international, y compris l'exploration et le développement de sources d'approvisionnement nouvelles et existantes, l'acquisition de participations dans des terrains de pétrole brut et de gaz naturel et la distribution et la commercialisation des produits pétroliers. Nous faisons concurrence à d'autres producteurs et raffineurs, dont certains peuvent avoir des coûts d'exploitation inférieurs aux nôtres et disposer de davantage de ressources que nous. Les producteurs concurrents peuvent mettre au point et en application des techniques de récupération et des technologies qui sont meilleures que celles que nous utilisons. Le secteur pétrolier fait également concurrence à d'autres secteurs en ce qui a trait à l'approvisionnement des consommateurs en énergie, en essence et en produits connexes.

Plusieurs sociétés ont annoncé qu'elles prévoyaient entreprendre des activités reliées aux sables bitumineux, soit en commençant la production, soit en augmentant l'ampleur de leurs activités existantes. L'expansion des activités d'exploitation existantes et le développement de nouveaux projets pourraient augmenter considérablement l'offre de pétrole brut sur le marché et augmenter nos coûts des intrants en ce qui a trait à la main-d'œuvre qualifiée et aux matériaux.

Technologie

Les technologies actuelles de DGMV pour la récupération de bitume consomment beaucoup d'énergie et forcent à l'utilisation d'importantes quantités de gaz naturel et d'autres combustibles pour produire la vapeur qui est utilisée dans le procédé de récupération. La quantité de vapeur requise par le procédé de la production varie et, par conséquent, a une incidence sur les coûts. Le rendement du réservoir peut également avoir une incidence sur le calendrier et les niveaux de production si on fait appel à cette technologie. Une forte augmentation des coûts de récupération pourrait faire en sorte que certains projets qui comptent sur la technologie du DGMV ne soient plus rentables, et ainsi avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats des activités et

nos flux de trésorerie. Les projets de croissance et autres projets d'investissement qui dépendent en grande partie ou partiellement de nouvelles technologies et l'intégration de ces technologies à des activités nouvelles ou existantes comportent des risques. Le succès des projets qui intègrent de nouvelles technologies n'est pas assuré.

Réclamations de tiers

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

Revendications territoriales

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

Personnel

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

Systèmes d'information

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

Risques associés à la réglementation

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

Approbatons des organismes de réglementation

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

Nos activités nous obligent à obtenir certaines approbatons auprès de divers organismes de réglementation, et rien ne garantit que nous serons en mesure d'obtenir l'ensemble des licences, des permis et autres approbatons qui peuvent être nécessaires pour mener certaines activités

d'exploration et de développement sur nos terrains. En outre, l'obtention de certaines approbations auprès d'organismes de réglementation peut comporter, entre autres, la consultation des parties intéressées et des autochtones, des études d'impact sur l'environnement et des audiences publiques. Les approbations des organismes de réglementation 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'atténuation ou l'élimination des incidences du projet, 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 une augmentation des coûts.

Réglementation en matière d'environnement

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 « réglementation en matière d'environnement »). La réglementation en matière d'environnement exige que les puits, sites d'installations, raffineries et autres biens liés à nos activités soient construits, exploités, entretenus, abandonnés et restaurés à la satisfaction des autorités de réglementation pertinentes. De plus, certains types d'activités, notamment les projets d'exploration et de développement et les modifications de certains projets existants, peuvent exiger que des demandes de permis ou des études d'impact sur l'environnement soient présentées et approuvées. La réglementation en matière d'environnement impose, entre autres, des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la production, à la manutention, à l'utilisation, au stockage, au transport, au traitement et à l'élimination de substances et de déchets dangereux et relativement aux versements, aux rejets et aux émissions de diverses substances dans l'environnement. Elle impose également des restrictions, des responsabilités et des obligations relativement à la gestion de sources d'eau fraîche ou potable qui sont utilisées ou dont l'utilisation est envisagée dans le cadre d'activités pétrolières et gazières. Le respect de la réglementation en matière d'environnement peut se traduire par des dépenses importantes, notamment celles relatives aux coûts de nettoyage et aux dommages découlant de terrains contaminés, et le défaut de respecter la réglementation en matière d'environnement peut entraîner l'imposition d'amendes et de pénalités. Même s'il n'est pas prévu que le coût du respect de la législation en matière d'environnement ait un effet défavorable important sur notre situation financière ou nos résultats des activités, il n'est pas certain que les coûts futurs à cet égard n'auront pas un tel effet. L'entrée en vigueur de nouveaux règlements ou la modification de règlements existants touchant le secteur du pétrole brut et du gaz naturel pourraient généralement réduire la demande en pétrole brut et en gaz naturel et, augmenter nos coûts.

Réglementation en matière de changements climatiques

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

Parmi les incidences défavorables pour notre entreprise si des lois généralisées portant sur les émissions de gaz à effet de serre devaient être promulguées dans un territoire dans lequel nous exerçons nos activités, on compte, entre autres, les coûts de conformité accrus, les retards à obtenir les permis, les coûts considérables nécessaires pour la génération ou l'achat de crédits d'émission se traduisant par des coûts supplémentaires pour les produits que nous produisons et une demande réduite de pétrole brut et de certains produits raffinés. Il est possible que nous ne puissions pas faire l'acquisition de crédits d'émission ou de crédits compensatoires pour nos projets ou que nous ne puissions en faire l'acquisition de manière rentable. Il peut être impossible, techniquement ou économiquement, de mettre en application les réductions obligatoires des émissions, en totalité ou en

partie, et le fait de ne pas satisfaire à ces obligations de réduction des émissions ou de ne pas respecter d'autres mécanismes de conformité peut avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise en occasionnant, entre autres, des amendes, des retards dans l'obtention de permis et de licences, des pénalités et la suspension des activités. Par conséquent, rien ne garantit que nous ne serons pas gravement touchés par la réglementation fédérale future en matière d'environnement.

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.

Normes relatives aux carburants carbonés

La législation environnementale existante et proposée dans certains États des États-Unis et dans certaines provinces canadiennes qui régit les normes relatives aux combustibles carbonés pourrait entraîner une augmentation des coûts et/ou une réduction des revenus. La réglementation éventuelle pourrait avoir une incidence négative sur la commercialisation de notre bitume, de notre pétrole brut ou de nos produits raffinés ou pourrait nous obliger à acheter des crédits d'émission afin d'effectuer des ventes dans ces territoires.

Abstraction faite du cadre législatif actuel, la portée et l'étendue de toute conséquence défavorable de l'un de ces programmes supplémentaires ne peuvent être estimées avec exactitude pour l'heure, car les obligations législatives et réglementaires précises n'ont pas encore été arrêtées. Qui plus est, les détails concernant d'autres mesures à l'étude et les délais de conformité demeurent flous.

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

Le cadre réglementaire en matière d'utilisation des terres de l'Alberta (*Land-Use Framework*) doit être mis en œuvre en application de la loi intitulée *Alberta Land Stewardship Act* (« ALSA ») qui précise l'approche du gouvernement de l'Alberta à l'égard de la gestion des ressources foncières et naturelles de l'Alberta dans le but d'atteindre certains objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme. La ALSA prévoit la modification ou l'extinction de consentements accordés précédemment, comme les permis, les licences, les approbations ou les autorisations réglementaires, afin d'atteindre ou de maintenir un objectif ou une politique découlant de la mise en œuvre d'un plan régional.

Le 5 avril 2011, le gouvernement de l'Alberta a publié son projet visant le Lower Athabasca Regional Plan (« LARP »). Le LARP formule des cadres de gestion dans les domaines de l'air, des terres et de l'eau qui intégreront des limites et des seuils déclencheurs cumulatifs et qui mettront en lumière des aspects liés à la conservation, au tourisme et aux activités récréatives. Un projet mis à jour du LARP a été publié le 29 août 2011 après une consultation publique et l'obtention de commentaires des parties intéressées. Aucune modification importante n'a été apportée au LARP à partir de ces consultations, et le LARP attend maintenant l'approbation du cabinet provincial avant d'être mis en application.

Si les affectations des terrains en matière de conservation, de tourisme et d'activités récréatives sont approuvées sous leur forme actuelle, certains des régimes fonciers visant les sables bitumeux pourraient être annulés, sous réserve de la négociation d'une indemnisation avec le gouvernement de l'Alberta. L'accès à certaines parties de nos terrains de ressources naturelles pourrait être restreint, ce qui limiterait la cadence de développement en raison des limites et des seuils à respecter relatifs à l'environnement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur le cours de nos titres et les versements de dividendes à nos actionnaires. Les aspects définis n'ont eu aucune incidence directe sur notre plan stratégique de 2011, nos activités actuelles à Foster Creek et Christina Lake ni à l'égard de l'une ou l'autre de nos demandes déposées.

Regulatory Enhancement Project de l'Alberta

Dans le cadre de sa revue de la compétitivité, le gouvernement de l'Alberta a entrepris en mars 2010 un examen exhaustif du cadre réglementaire de l'Alberta appelé *Regulatory Enhancement Project* (le « projet »). Le projet entend créer un cadre réglementaire efficace qui contribuera à la compétitivité globale de l'Alberta tout en protégeant l'environnement ainsi qu'en assurant la sécurité publique et la

conservation des ressources. Le projet a sollicité la participation d'un grand nombre de parties intéressées, notamment l'industrie, et s'est conclu par une recommandation au ministre de l'Énergie, au cours du quatrième trimestre de 2010, visant l'adoption d'un cadre de politiques coordonnées et d'un système réglementaire intégré pour le secteur pétrolier et gazier en amont. Le gouvernement de l'Alberta a accepté les recommandations de l'équipe du projet et a entrepris la mise en application de ces recommandations.

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

Nous avons actuellement besoin d'eau douce, que nous nous procurons en vertu de permis accordés par le ministère de l'Environnement de l'Alberta, pour fournir l'eau domestique et assurer le service public d'eau à nos installations de DGMV et à l'égard de nos programmes de délimitation des ressources de bitume. Rien ne garantit que les permis nous permettant de prélever de l'eau ne seront pas annulés ou que des conditions supplémentaires n'y seront pas ajoutées. Il est impossible de garantir que nous n'aurons pas à payer de droits pour l'utilisation de l'eau au cours des années à venir, ou que ces droits seront raisonnables. En outre, l'agrandissement de nos projets est tributaire de l'obtention de permis visant le prélèvement supplémentaire d'eau, et rien ne garantit que ces permis seront accordés ou qu'ils le seront selon des modalités que nous jugeons favorables, ou encore que des quantités suffisantes d'eau pourront être déviées en vertu de ces permis.

Perception et influence du public sur le régime réglementaire

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

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

Autres facteurs de risque

Risque associé à l'arrangement

Aux termes de la convention de scission et de transition (la « convention de scission »), datée du 30 novembre 2009, concernant, entre autres, Encana, 7050372 Canada Inc. et Filiale inc., Encana et Cenovus ont toutes deux convenu de travailler ensemble et avec leurs conseillers juridiques respectifs en ce qui a trait aux enquêtes, aux poursuites, à la défense et au règlement de certains litiges, dont certaines actions en justice concernant le méthane de houille auxquelles Encana est partie (collectivement, les « litiges en commun »). Les incidences et les effets éventuels de cette convention sont incertains. Notre obligation de travailler en 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 des activités. 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 concernant l'arrangement (la « convention relative à l'arrangement ») et de la convention de scission. Encana et Cenovus ont toutes deux convenu de s'indemniser réciproquement quant à certaines responsabilités et obligations concernant, entre autres, dans le cas de l'indemnité d'Encana, l'entreprise et les actifs conservés par Encana et, dans le cas de notre indemnité, l'entreprise et les actifs de Cenovus. À l'heure actuelle, nous ne pouvons déterminer si nous devons indemniser Encana à l'égard d'obligations importantes suivant les modalités de l'arrangement. De plus, nous ne pouvons garantir que si Encana doit indemniser Cenovus et les membres de notre groupe quant à une obligation importante, elle sera en mesure de respecter ces obligations.

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

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 des activités et nos flux de trésorerie et, dans certains cas, notre réputation, dans le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 aux adresses www.sedar.com, www.sec.gov et www.cenovus.com.

POURSUITES JUDICIAIRES ET MESURES RÉGLEMENTAIRES

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

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

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

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

CONTRATS IMPORTANTS

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2011, nous n'avons conclu aucun contrat important pour notre entreprise, et il n'y a pas de tel contrat en vigueur, sauf les contrats conclus dans le cours normal de nos activités, ainsi que la convention relative à l'arrangement et la convention de scission décrites à la rubrique « Facteurs de risque – Autres facteurs de risque – Risque associé à l'arrangement ».

EXPERTS INTÉRESSÉS

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables agréés, sont nos auditeurs indépendants et ce cabinet a remis un rapport de l'auditeur indépendant daté du 15 février 2012 à l'égard de nos états financiers consolidés, qui comprennent les bilans consolidés au 31 décembre 2011, au 31 décembre 2010 et au 1^{er} janvier 2010 et les états du résultat global, de l'avoir des actionnaires et des flux de trésorerie pour les exercices terminés les 31 décembre 2011 et 2010, ainsi qu'un rapport de contrôle interne de Cenovus au sujet de la communication de l'information financière au 31 décembre 2011. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. ont fait savoir qu'ils sont indépendants de Cenovus au sens des règles de conduite professionnelles de l'Institute of Chartered Accountants de l'Alberta et des règles de la SEC.

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

AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES

Au Canada :

Compagnie Trust CIBC Mellon*
C.P. 700, Succursale B
Montréal (Québec) H3B 3K3
Canada

Aux États-Unis :

Computershare
480 Washington Blvd.
Jersey City (New Jersey) 07310
U.S.A.

Tél. : 1-866-332-8898 Site Web : www.canstockta.com/investorServices.do

** Le 1^{er} novembre 2010, CIBC Mellon a vendu son entreprise de services aux émetteurs à Canadian Stock Transfer Company Inc., qui exploite actuellement l'entreprise au nom de Compagnie Trust CIBC Mellon pendant une période de transition.*

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Il est possible d'obtenir des renseignements supplémentaires concernant Cenovus sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site Web à l'adresse www.cenovus.com. Les renseignements que renferme notre site Web ou qui peuvent être obtenus par ailleurs par l'intermédiaire de notre site Web ne font pas partie de la présente notice annuelle et n'y sont pas intégrés par renvoi. Des renseignements financiers supplémentaires figurent dans nos états financiers consolidés audités et le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011. Notre circulaire de sollicitation de procurations par la direction pour notre dernière assemblée annuelle des actionnaires contient des renseignements supplémentaires, comme la rémunération des administrateurs et des membres de la direction, les principaux porteurs de nos titres, les titres pouvant être émis dans le cadre de nos plans de rémunération fondés sur des titres de capitaux propres et notre énoncé de pratiques en matière de gouvernance.

Les règles en matière de gouvernance d'entreprise de la NYSE ne sont généralement pas applicables aux sociétés non américaines; toutefois, nous sommes tenus de communiquer les différences importantes entre nos pratiques en matière de gouvernance d'entreprise et les exigences applicables aux sociétés américaines inscrites à la NYSE. À l'exception de ce qui est résumé sur notre site Web,

www.cenovus.com, nous respectons les normes de gouvernance de la NYSE à tous les égards importants.

Certains renseignements antérieurs figurant dans la présente notice annuelle proviennent de certains tiers, dont Encana, ou sont tirés de renseignements fournis par eux. 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.

En juillet 2011, ConocoPhillips a annoncé son intention de scinder ses entreprises de raffinage et de commercialisation et celles d'exploration et de production en deux sociétés autonomes. Si la scission est réalisée, nous prévoyons que notre association avec ConocoPhillips sera modifiée afin de tenir compte de la séparation des actifs en amont et des actifs de raffinage en deux sociétés distinctes, ainsi que leur détention par celles-ci.

Questions comptables

À moins d'indication contraire, tous les montants en dollars sont présentés en dollars canadiens et par « dollars », « \$ CA » ou « \$ », on entend des dollars canadiens et par « \$ US », des dollars américains. À moins d'indication contraire, l'information donnée dans la présente notice annuelle est en date du 31 décembre 2011. Les nombres présentés sont arrondis au nombre entier le plus près, et les totaux présentés dans les tableaux peuvent ne pas correspondre à la somme des chiffres en raison de l'arrondissement.

À moins d'indication contraire, tous les renseignements financiers inclus dans la présente notice annuelle sont présentés selon les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») qui sont également les principes comptables généralement reconnus s'appliquant aux entreprises canadiennes ayant une obligation d'information du public. Pour toutes les périodes allant jusqu'à l'exercice terminé le 31 décembre 2010, inclusivement, nous avons dressé nos états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (les « PCGR antérieurs »). Conformément à la norme concernant la première adoption des IFRS (« IFRS 1 »), notre date de transition aux IFRS était le 1^{er} janvier 2010; par conséquent, l'information concernant 2011 et 2010 a été présentée conformément aux IFRS. L'information financière de 2009 figurant dans la présente notice annuelle a été rédigée en fonction des PCGR précédents, et comme le permettaient les IFRS 1, n'a pas été présentée de nouveau conformément aux IFRS. Certains montants relatifs à des exercices antérieurs ont été reclassifiés afin qu'ils soient conformes au format de présentation des IFRS de l'exercice courant.

ABRÉVIATIONS ET CONVERSIONS

Pétrole et liquides de gaz naturel

b	baril
b/j	baril par jour
kb/j	millier de barils par jour
Mb	million de barils
LGN	liquides de gaz naturel
bep	baril d'équivalent pétrole
bep/j	barils d'équivalent pétrole par jour
kbep	millier de barils d'équivalent pétrole
kbep/j	millier de barils d'équivalent pétrole par jour
WTI	West Texas Intermediate
MC	Marque de commerce de Cenovus Energy Inc.

Gaz naturel

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 en kbep peuvent être trompeuses, particulièrement si on les utilise de façon isolée. Le taux de conversion de 6 kpi³ pour 1 b se fonde sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique principalement applicable au bec du brûleur et ne représente pas l'équivalence de la valeur à la tête du puits.

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

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

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la société en date du 31 décembre 2011. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2011, estimés au moyen des prix et des coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.

Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*), établi en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole).
3. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves avec les principes et les définitions exposés dans le manuel COGE.
4. Le tableau suivant présente les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 pour cent, qui sont compris dans les données relatives aux réserves ayant fait l'objet de notre évaluation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %) en millions de dollars
McDaniel & Associates Consultants Ltd.	Cenovus Energy Inc. Évaluation d'une partie des réserves canadiennes de pétrole et de gaz 12 janvier 2012	Canada	26 316
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	Cenovus Energy Inc. Évaluation de la société 9 janvier 2012	Canada	2 658
			28 974

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci.
6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour nos rapports dont il est question au paragraphe 4 pour tenir compte de faits et de circonstances postérieurs à leur date d'établissement.
7. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

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

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

Le 13 février 2012

ANNEXE B

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

La direction et le conseil d'administration de Cenovus Energy Inc. (la « société ») ont la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la société conformément à la réglementation en valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui constituent une estimation des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2011, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Le 14 février 2012

ANNEXE C

MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT

I. OBJECTIF

Le comité d'audit (le « comité »), un comité du conseil d'administration de Cenovus Energy Inc. (« Cenovus » ou la « société ») est constitué pour aider le conseil à s'acquitter de ses responsabilités de supervision.

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

- Superviser et contrôler l'efficacité et 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 conformité de la comptabilité et de la communication de l'information financière.
- Superviser les audits des états financiers de la société.
- Examiner et évaluer le cadre de gestion des risques de la société et les procédés connexes, dont les lignes directrices et les documents de pratique complémentaires.
- Examiner et approuver la définition, par la direction, des principaux risques financiers et surveiller le processus de gestion de ces risques.
- Superviser et surveiller la conformité de la société avec les exigences juridiques et réglementaires.
- Superviser et contrôler les compétences, l'indépendance et le rendement des auditeurs externes et du groupe d'audit interne de la société.
- Mettre en place une voie de communication entre les auditeurs externes, la direction, le groupe d'audit interne et le conseil d'administration.
- Faire des rapports périodiques au conseil d'administration.

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

II. COMPOSITION ET RÉUNIONS

Composition

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

Tous les membres du comité ont des compétences financières, au sens du Règlement 52-110, et au moins un membre doit être un expert en comptabilité ou avoir une expertise de gestion financière connexe. Plus particulièrement, au moins un membre doit par i) sa formation et son expérience à titre de chef des finances, de chef de la comptabilité, de contrôleur, d'expert-comptable ou d'auditeur ou de son expérience acquise dans un ou plusieurs postes qui comportent l'exécution de fonctions analogues; ii) son expérience active de la supervision d'un

chef des finances, d'un chef de la comptabilité, d'un contrôleur, d'un expert-comptable, d'un auditeur ou de personnes exécutant des fonctions analogues; iii) son expérience de la supervision ou de l'évaluation du rendement de sociétés ou d'experts-comptables en ce qui a trait à l'établissement, à l'audit ou à l'évaluation d'états financiers; ou iv) une autre expérience pertinente, avoir une ou plusieurs des compétences suivantes :

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

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

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

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

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

Nomination des membres du comité

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.

Vacances

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

Président

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.

S'il n'est pas disponible ni en mesure d'assister à une réunion du comité, le président du comité 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*.

Secrétaire

Le comité désigne un secrétaire qui n'est pas tenu d'être membre du comité. Le secrétaire rédige le procès-verbal des réunions du comité.

Réunions

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

Les réunions du comité peuvent, de l'accord du président du comité, être tenues en présence des membres, par vidéoconférence, par téléphone ou une combinaison des moyens qui précèdent.

Avis de convocation à une réunion

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

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

Quorum

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

Présence aux réunions

On s'attend à ce que le président et chef de la direction, le vice-président directeur et chef des finances, le contrôleur et le chef de l'audit interne soient disponibles en vue d'assister aux réunions du comité ou une à partie de celles-ci.

Le comité peut, sur invitation précise, voir à ce que d'autres personnes-ressources assistent à la réunion.

Le comité a le droit d'établir qui doit et qui ne doit pas être présent en tout temps à une réunion du comité.

Les administrateurs qui ne sont pas membres du comité peuvent assister aux réunions du comité de façon ponctuelle après avoir au préalable consulté le président du comité ou une majorité des membres du comité et avoir obtenu l'approbation de ces personnes.

Procès-verbaux

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

Les procès-verbaux des réunions du comité sont transmis à tous les membres du comité et aux auditeurs externes. Le conseil d'administration plénier est tenu au courant des activités du comité au moyen d'un rapport après chaque réunion du comité.

III. RESPONSABILITÉS

Procédures d'examen

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

Examiner le résumé de toutes les approbations par le comité à l'égard de la prestation de services d'audit, de services liés à l'audit, de services en fiscalité et autres services par les auditeurs externes, résumé qui sera inclus dans le rapport annuel et la notice annuelle de la société déposés auprès des ACVM et de la SEC.

États financiers annuels

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

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

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

États financiers trimestriels

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

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

Autres dépôts financiers et documents publics

4. Examiner avec la direction l'information financière, et en discuter, y compris les communiqués de presse portant sur les bénéfices, l'utilisation des expressions « pro forma » ou les renseignements financiers non conformes aux PCGR ou les indications concernant les bénéfices qui figurent dans des documents déposés auprès des ACVM et de la SEC ou dans les communiqués de presse qui s'y rapportent 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.

Cadre des contrôles internes

5. Recevoir et examiner 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 émanant de la direction, des auditeurs externes et des auditeurs internes.
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, conjointement avec les auditeurs internes et les auditeurs externes, le degré de coordination des plans d'audit des auditeurs internes et des auditeurs externes et se renseigner pour établir jusqu'à quel point la portée prévue peut être efficace pour déceler les faiblesses des contrôles internes, la fraude ou d'autres actes illégaux. Le comité évaluera la coordination des travaux d'audit afin de garantir l'exhaustivité de ceux-ci et l'utilisation efficace des ressources d'audit. Toute recommandation importante des auditeurs en vue de raffermir les contrôles internes doit faire l'objet d'un examen et de discussions avec la direction.
8. Examiner avec le président et chef de la direction, le vice-président directeur et chef des finances de la société et les auditeurs externes : i) l'ensemble des déficiences et lacunes importantes dans la conception ou le fonctionnement des contrôles et des procédures internes de la société à l'égard de la communication de l'information financière qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la société à consigner, traiter, résumer et déclarer l'information financière qui doit être communiquée par la société dans les rapports qu'elle dépose ou présente en vertu de la Loi de 1934 ou les lois et règlements fédéraux et provinciaux canadiens dans les délais requis et ii) les fraudes, qu'elles soient importantes ou non, qui impliquent les membres de la direction de la société ou d'autres employés qui ont un rôle important à jouer dans le cadre des contrôles et des procédures internes de communication de l'information financière de la société.
9. Examiner les conclusions significatives rédigées par les auditeurs externes et le service d'audit interne, ainsi que les réactions des membres de la direction.

Supervision du risque

10. Examiner le cadre de gestion des risques de la société et les processus connexes, y compris les lignes directrices et documents de pratique complémentaires, ainsi que les évaluer.

Autres éléments à examiner

11. Examiner les politiques et les procédures relatives aux comptes de frais et aux avantages accessoires des dirigeants et des administrateurs, y compris leur utilisation

des actifs de l'entreprise, et analyser les résultats d'un examen dans ces domaines par l'auditeur interne ou les auditeurs externes.

12. Examiner toutes les opérations entre parties liées entre la société et les membres de la haute direction ou les administrateurs, y compris les affiliations des membres de la haute direction ou des administrateurs.
13. Examiner, avec le chef du contentieux, le chef de l'audit interne et les auditeurs externes, les résultats de leur examen portant sur la surveillance par la société de la conformité avec chaque code d'éthique commercial publié de la société et aux exigences juridiques applicables.
14. Examiner les questions juridiques et réglementaires, y compris la correspondance échangée avec les organismes gouvernementaux et les rapports reçus de ceux-ci, qui peuvent avoir une incidence importante sur les états financiers intermédiaires ou annuels et les politiques de conformité d'entreprise et programmes connexes. Les membres des groupes juridique et de fiscalité devraient assister à la réunion afin de remettre leurs rapports respectifs.
15. Examiner les politiques et les conventions en ce qui a trait aux opérations hors bilan et aux activités de négociation et de couverture et analyser les résultats d'un examen dans ces domaines effectué par les auditeurs internes ou les auditeurs externes.
16. S'assurer que la présentation de la société des réserves prouvées nettes a été examinée par le comité des réserves du conseil.
17. Examiner les procédures de la direction mises en place pour empêcher et détecter les fraudes.
18. Examiner a) les procédures pour la réception, la conservation et le traitement des plaintes que la société reçoit, y compris les observations confidentielles faites sous le couvert de l'anonymat par des employés de la société, qui portent sur la comptabilité, les contrôles comptables internes ou les questions d'audit et b) un résumé des enquêtes importantes menées à l'égard de ces questions.
19. Tenir des réunions périodiques distinctes avec la direction.

Auditeurs externes

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

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

26. Dans le cadre de l'examen et des discussions portant sur les renseignements fournis au comité conformément aux paragraphes 22 à 25, évaluer les compétences, le rendement et l'indépendance des auditeurs externes, y compris établir si les contrôles de la qualité des auditeurs externes sont adéquats ou non ou si la prestation de services autorisés non liés à l'audit permet quand même de conserver l'indépendance des auditeurs, en tenant compte des opinions de la direction et du chef de l'audit interne. Le comité doit présenter ses conclusions au conseil à cet égard.
27. Examiner la rotation des associés au sein de l'équipe de la mission d'audit, conformément aux lois applicables. Afin de garantir l'indépendance continue des auditeurs externes, déterminer s'il est approprié d'adopter une politique de rotation périodique du cabinet d'audit externe.
28. Définir des politiques claires concernant l'engagement par la société d'employés ou d'anciens employés des auditeurs externes.
29. Analyser avec la direction et les auditeurs externes les raisons pour lesquelles les services de cabinets d'audit où ne travaillent pas les principaux auditeurs externes sont retenus.
30. Prendre en considération et examiner avec les auditeurs externes, la direction et le chef de l'audit interne les éléments suivants :
 - a) Les constatations importantes dégagées au cours de l'exercice et les réactions et le suivi de la direction à ce propos.
 - b) Les difficultés éprouvées au cours de leurs audits, y compris des restrictions à l'égard de la portée de leur travail ou de l'accès aux renseignements requis, et la réaction de la direction à cet égard.
 - c) Les désaccords importants entre les auditeurs externes ou les auditeurs internes et la direction.
 - d) Les modifications devant être apportées à la portée prévue de leur plan d'audit.
 - e) Les ressources, le budget, les liens de communication, les responsabilités et les activités prévues des auditeurs externes.
 - f) Le mandat du service d'audit interne.
 - g) La conformité de l'audit interne avec les normes de l'Institute of Internal Auditors.

Groupe d'audit interne et indépendance

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

Approbaton des services d'audit et des services non liés à l'audit

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

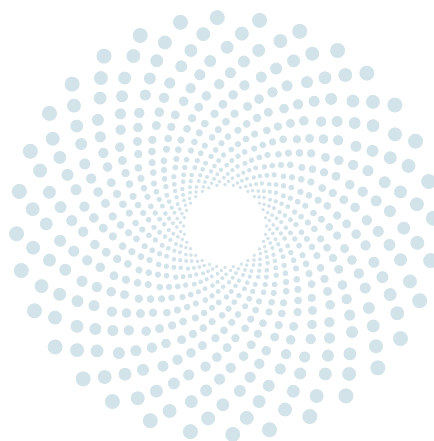
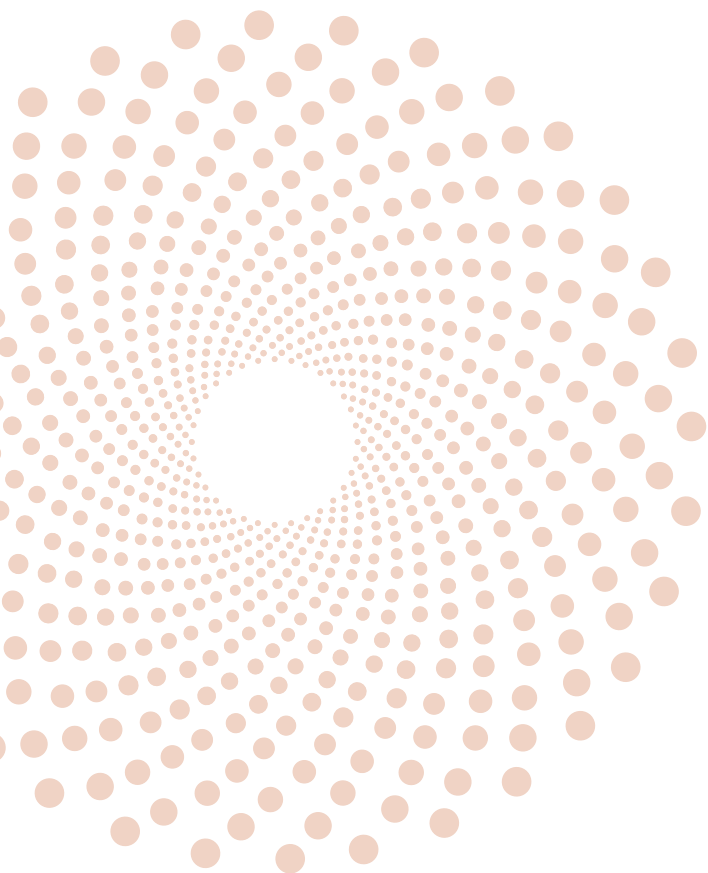
l'exception pour les services non liés à l'audit de valeur minimale décrite dans la Loi de 1934 ou la législation et les règlements applicables des ACVM et de la SEC qui sont approuvés par le comité avant la fin de l'audit).

35. Examiner et, s'ils sont appropriés et autorisés, approuver la prestation de tous les services d'audit (y compris leurs modalités et la rémunération versée en contrepartie) avant la prestation de ces services par les auditeurs externes.
36. Si les approbations au préalable envisagées par les paragraphes 34 et 35 ne sont pas obtenues, approuver, s'ils sont jugés appropriés et autorisés, la prestation de tous les services d'audit et non liés à l'audit sans délai après que le comité ou un membre du comité à qui le pouvoir a été délégué a connaissance de la prestation de ces services.
37. 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 34 à 36. La décision d'un tel sous-comité d'accorder les approbations au préalable doit être soumise au comité plénier à sa prochaine réunion prévue.
38. Établir des politiques et des procédures en vue des approbations au préalable décrites aux paragraphes 34 et 35, 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 des ACVM et de la SEC pertinents, à la direction.

Autres questions

39. Examiner et approuver la nomination, le remplacement, la reconduction ou le congédiement du chef des finances.
40. Suivant un vote majoritaire du comité, les services de ressources externes peuvent être retenus si les services sont jugés souhaitables.
41. Rendre compte des mesures prises par le comité au conseil d'administration et lui soumettre les recommandations que le comité peut juger appropriées.
42. 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.
43. Établir les fonds adéquats en vue du paiement, par la société i) de la rémunération des auditeurs externes aux fins d'établir ou de remettre un rapport d'audit ou d'exécuter d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour le compte de la société, ii) de la rémunération des conseillers dont le comité a retenu les services et iii) des frais administratifs habituels du comité qui sont nécessaires ou appropriés pour qu'il s'acquitte de ses tâches.
44. Obtenir l'assurance des auditeurs externes que la communication de l'information au comité portant sur la découverte d'actes illégaux par les auditeurs externes n'est pas prescrite aux termes des dispositions de la Loi de 1934.
45. 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.

46. Envisager la mise en application des recommandations du comité des candidatures et de gouvernance du conseil en ce qui concerne l'efficacité, la structure, les procédures ou le mandat du comité.
47. Exécuter toute autre fonction requise par la loi, les règlements de la société ou le conseil d'administration.
48. Analyser toutes les autres questions que le conseil d'administration lui a soumises.



cenovus
ENERGY

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

Notre rapport annuel de 2011
est disponible sur notre site Web au
www.cenovus.com