

ARC Resources Ltd.

Notice annuelle 2011

Le 21 mars 2012

TABLE DES MATIÈRES

	Page
GLOSSAIRE	1
MISES EN GARDE À L'INTENTION DES LECTEURS	2
Énoncés prospectifs et facteurs de risque	2
Accès aux documents	3
Abréviations et mesures de conversion	3
ARC RESOURCES LTD.	5
Introduction	5
Activités commerciales	5
Évolution générale de notre entreprise	6
Faits récents	8
Notre structure organisationnelle	8
RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION	
CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ	9
Présentation des données relatives aux réserves	9
Données relatives aux réserves (prix et coûts prévisionnels)	10
Définitions et notes complémentaires des tableaux sur les données relatives aux réserves	12
Catégories de réserves	13
Degrés de certitude à l'égard des réserves présentées	14
Rapprochement de l'évolution des réserves	16
Renseignements supplémentaires sur les données relatives aux réserves	17
Autre information concernant le pétrole et le gaz	18
Ressources éventuelles estimatives	21
Arrangements de commercialisation	28
CAPITAL-ACTIONS D'ARC RESOURCES	29
Actions ordinaires	29
Actions privilégiées	30
AUTRES RENSEIGNEMENTS SUR NOTRE ENTREPRISE	30
Emprunts	30
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions ordinaires facultatif	31
ADMINISTRATEURS ET HAUTS DIRIGEANTS	31
RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT	36
Membres du comité d'audit	36
Honoraires et services principaux des auditeurs	37
CONFLITS D'INTÉRÊTS	37
DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES	38
DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS	38
Politique en matière de dividendes	38
Historique des dividendes	39
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	39
Actions ordinaires	39
Actions échangeables de série A	40
SITUATION DANS LE SECTEUR	40
Établissement du prix et commercialisation	40
Accord de libre-échange nord-américain	41
Redevances et mesures incitatives	41
Régime foncier	49
Réglementation environnementale	50
Réglementation relative aux changements climatiques	51
FACTEURS DE RISQUE	53
Risques liés à notre entreprise et à nos activités	54
Facteurs de risque applicables aux résidents des États-Unis et aux autres non-résidents du Canada	63

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	65
CONTRATS IMPORTANTS.....	65
INTÉRÊTS DES EXPERTS.....	65
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES	66
ANNEXE A – RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT	
ANNEXE B – RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL	
ANNEXE C – MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT	

GLOSSAIRE

Dans la présente notice annuelle, les termes clés ont le sens qui leur est attribué ci-après :

« **actionnaires** » désigne les porteurs d'actions ordinaires d'ARC Resources;

« **actions échangeables** » désigne les actions échangeables de série A et les actions échangeables de série B d'ARC Resources qui existaient avant la conversion de la Fiducie;

« **actions ordinaires** » désigne les actions ordinaires du capital d'ARC Resources;

« **ARC** », « **nous** », « **notre** », « **nos** », la « **Société** » ou la « **Fiducie** » désigne ARC Resources et les entreprises qu'elle contrôle, prises globalement, et, avant la réalisation de la conversion de la Fiducie, la Fiducie et les entreprises qu'elle contrôlait, prises globalement;

« **ARC Partnership** » désigne ARC Resources General Partnership;

« **ARC Resources** » désigne ARC Resources Ltd., société par actions issue de la fusion d'ARC Energy Ltd., d'ARC Resources Ltd., de 1485275 Alberta Ltd., d'ARC Petroleum Inc. et de Smiley Gas Conservation Limited, qui a eu lieu dans le cadre de la conversion de la Fiducie;

« **conversion de la Fiducie** » désigne le plan d'arrangement conclu en vertu de l'article 193 de la *Business Corporations Act* (Alberta) entre, entre autres, la Fiducie, ARC Resources Ltd. et les porteurs de titres de la Fiducie et d'ARC Resources Ltd., qui a entraîné la restructuration de la Fiducie en société d'exploration et de production ouverte versant des dividendes, soit ARC Resources, qui, conjointement avec ses filiales, exerce les activités que la Fiducie et ses filiales exerçaient auparavant;

« **Fiducie** » désigne ARC Energy Trust, fiducie de revenu qui a été restructurée en ARC Resources dans le cadre de la conversion de la Fiducie;

« **GLJ** » désigne GLJ Petroleum Consultants Ltd., consultants en pétrole indépendants de Calgary, en Alberta;

« **loi de l'impôt** » désigne la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada);

« **manuel COGE** » désigne le manuel intitulé *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*, rédigé en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole;

« **parts de fiducie** » désigne les parts de la Fiducie qui existaient avant la conversion de la Fiducie;

« **rapport GLJ** » désigne le rapport de GLJ daté du 15 février 2012 qui évalue les réserves de pétrole brut, de gaz naturel, de LGN et de soufre attribuables aux propriétés d'ARC au 31 décembre 2011 et les ressources de gaz naturel et de LGN situées dans la région de Montney NE CB;

« **région de Montney NE CB** » désigne nos terrains qui sont situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique et comprend les zones Dawson, Parkland, Tower, Sunrise/Sunset, Attachie, Septimus, Sundown et Blueberry, et nos terrains qui sont situés dans la zone Pouce Coupe, dans le nord-ouest de l'Alberta;

« **région de Montney Ouest** » ou « **Montney Ouest** » désigne nos terrains qui sont situés à l'ouest de la zone Dawson, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et comprend les zones Sunrise, Sundown, Sunset et Septimus;

« **règlement 51-101** » désigne le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*;

« **TSX** » désigne la Bourse de Toronto.

Certains autres termes utilisés dans la présente notice annuelle sans y être définis ont le sens qui leur est attribué dans le règlement 51-101 et, sauf si le contexte exige une interprétation différente, ont le même sens dans les présentes que dans le règlement 51-101.

MISES EN GARDE À L'INTENTION DES LECTEURS

Énoncés prospectifs et facteurs de risque

Certains énoncés faits dans la présente notice annuelle et dans certains documents qui y sont intégrés par renvoi constituent des énoncés prospectifs. Ces énoncés ont trait à des événements futurs ou à nos résultats futurs. Tous les énoncés autres que les énoncés de faits historiques pourraient constituer des énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs sont souvent, mais pas toujours, signalés par l'emploi de mots tels que « chercher à », « prévoir », « budgétiser », « continuer », « estimer », « s'attendre à », « projeter », « prédire », « éventuel », « cibler » et « avoir l'intention de » et des expressions similaires ainsi que par l'emploi du futur ou du conditionnel. En outre, des énoncés prospectifs sont faits dans la présente notice annuelle à la rubrique « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz* » quant à nos réserves et à nos produits d'exploitation nets futurs correspondants, à l'établissement des prix, aux taux d'inflation et aux frais de mise en valeur futurs, à la rubrique « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz – Autre information concernant le pétrole et le gaz* » quant à la mise en valeur de nos réserves non mises en valeur prouvées et de nos réserves non mises en valeur probables, à nos activités d'expansion futures, à l'état de nos projets de récupération améliorée, à nos politiques en matière de couverture, à nos obligations en matière d'abandon et de remise en état des lieux, à notre horizon fiscal, à nos activités d'exploration et de mise en valeur et à notre production estimative, et à la rubrique « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz – Ressources éventuelles estimatives* » quant à nos ressources éventuelles rentables estimatives que recèlent nos propriétés situées dans la région de Montney NE CB. Ces énoncés comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus susceptibles de faire en sorte que les résultats ou les faits réels diffèrent considérablement de ceux qu'ils expriment. Nous estimons que les attentes qu'expriment ces énoncés prospectifs sont raisonnables, mais il n'est aucunement certain qu'elles se matérialiseront. Par conséquent, il ne faut pas se fier indûment aux énoncés prospectifs qui figurent dans la présente notice annuelle ou dans les documents qui y sont intégrés par renvoi. Ces énoncés ne sont valables qu'à la date de la présente notice annuelle ou à la date indiquée dans les documents qui y sont intégrés par renvoi, selon le cas.

En plus des énoncés prospectifs dont il est question ci-dessus, la présente notice annuelle, ainsi que les documents qui y sont intégrés par renvoi, contient des énoncés prospectifs ayant trait aux caractéristiques de nos propriétés pétrolières et gazières sur le plan du rendement, aux taux de production de pétrole et de gaz naturel, à la quantité de nos réserves de pétrole et de gaz naturel et de nos ressources éventuelles rentables, aux projections relatives aux prix du marché et aux coûts, aux attentes quant au pouvoir de réunir des capitaux et d'obtenir continuellement des réserves supplémentaires au moyen d'acquisitions et d'activités de mise en valeur, au traitement prévu par la réglementation gouvernementale et les lois fiscales et aux programmes de dépenses en immobilisations.

Les résultats effectivement obtenus au cours de la période visée par les prévisions différeront de ceux qui sont donnés dans les présentes en raison d'un bon nombre d'incertitudes et de risques connus et inconnus et d'autres facteurs. En outre, ces incertitudes et ces risques constituent des facteurs importants qui se répercutent sur la réussite de notre entreprise. Ces facteurs comprennent la baisse du prix du pétrole et du gaz naturel, diverses contraintes pipelinaires, le versement de dividendes, le cas échéant, la fluctuation des taux d'intérêt et des cours du change, l'incertitude attribuable à la faiblesse de l'économie mondiale ainsi que l'accès restreint aux capitaux qui en découle, la volatilité des marchés boursiers, les évaluations boursières et les coûts d'emprunt accrus qui en résultent, le risque lié au refinancement de la dette existante et le coût du service de la dette, l'accès aux sources de capitaux externes, les risques liés à nos activités de couverture, le risque lié à la solvabilité de tiers, les risques liés à l'exploitation de nos propriétés et à notre pouvoir d'acquérir des réserves, la réglementation gouvernementale, les contrôles exercés par les gouvernements et la modification des lois gouvernementales, l'évolution des lois fiscales, des taux de redevances et d'autres programmes incitatifs, l'incertitude inhérente à l'estimation des réserves et des ressources de pétrole et de gaz naturel, les risques liés à l'acquisition, à la mise en valeur et à l'exploration de terrains gazifères et à d'autres aspects de nos activités, le fait que certains de nos projets de récupération améliorée ne sont pas actuellement rentables, les risques liés aux projets d'envergure ou à l'expansion de nos activités, le fait de ne pas tirer les avantages prévus des acquisitions et des aliénations ou de ne pas réussir à gérer la croissance, l'évolution des lois relatives aux changements climatiques et d'autres règlements environnementaux, la concurrence dans le secteur du pétrole et du gaz à l'égard, notamment, de l'acquisition de réserves et de terrains non mis en valeur, du recrutement de personnel compétent et de l'accès au matériel de forage et au matériel connexe, les risques de pertes autres qu'en espèces en raison de l'application de conventions comptables, nos activités d'exploitation et le pouvoir de fidéliser le personnel clé, l'épuisement de nos réserves, les

risques inhérents à l'obtention et à la conservation des titres de propriété relatifs à nos propriétés, les risques auxquels sont exposés les actionnaires des États-Unis et d'autres actionnaires non-résidents, ainsi que d'autres facteurs, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté.

Les résultats effectivement obtenus pourraient différer sensiblement de ceux qui sont prévus dans ces énoncés prospectifs, lesquels reposent sur des hypothèses qui portent notamment sur le prix du pétrole et du gaz naturel sur le marché, sur le fait que le conseil d'administration ne modifie pas sa politique en matière de gestion d'ARC, de versement de dividendes, de dépenses en immobilisations et d'autres questions, sur l'accès continu aux capitaux, sur l'acquisition de réserves et de terrains non mis en valeur et le recrutement de personnel compétent, sur le maintien du régime fiscal et réglementaire actuel et sur d'autres hypothèses qui sont indiquées dans la présente notice annuelle.

Les énoncés relatifs aux « réserves » et aux « ressources » sont réputés être des énoncés prospectifs, étant donné qu'ils comportent l'évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, qu'il sera possible d'exploiter les réserves et les ressources décrites de façon rentable à l'avenir.

Les lecteurs sont avertis que la liste des facteurs qui précède n'est pas exhaustive. Les énoncés prospectifs qui figurent dans la présente notice annuelle et dans les documents qui y sont intégrés par renvoi sont faits sous réserve de cette mise en garde. Nous déclinons toute obligation de mettre à jour ou de réviser publiquement les énoncés prospectifs, sauf si les lois ou les règlements sur les valeurs mobilières l'exigent.

Accès aux documents

On peut obtenir sans frais auprès d'ARC, au 308, 4th Avenue S.W., bureau 1200, Calgary (Alberta) T2P 0H7, tous les documents dont il est question dans la présente notice annuelle et dont il est indiqué qu'ils ont été déposés sur SEDAR, au www.sedar.com (y compris ceux dont il est indiqué qu'ils sont intégrés par renvoi à la présente notice annuelle).

Abréviations et mesures de conversion

b	baril ou barils	kpi ³	millier de pieds cubes
b/j	barils par jour	kpi ³ /j	millier de pieds cubes par jour
Gpi ³	milliard de pieds cubes	M\$	million de dollars
Gpi ³ e	milliard de pieds cubes équivalents, résultat de la conversion d'un million de barils de pétrole ou de LGN en 6 milliards de pieds cubes équivalents de gaz naturel	MBtu	million d'unités thermales britanniques
bep	barils équivalents de pétrole, 6 kpi ³ de gaz naturel ou un baril de liquides de gaz naturel correspondant à un baril équivalent de pétrole	Mpi ³	million de pieds cubes
bep/j	barils équivalents de pétrole par jour	Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
kb	millier de barils	Mb	million de barils
kbp	millier de barils équivalents de pétrole	LGN	liquides de gaz naturel
		Tpi ³	billion de pieds cubes

Nous avons adopté la norme de 6 kpi³ pour 1 bep pour convertir le gaz naturel en bep. Les bep peuvent être trompeurs, particulièrement si on les utilise isolément. **Le ratio de conversion de 6 kpi³ pour 1 baril est fondé sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique principalement applicable au bec du brûleur et ne représente pas un équivalent de valeur en tête du puits. Étant donné que le rapport de valeur fondé sur le prix actuel du pétrole brut et celui du gaz naturel diffère grandement du facteur de conversion d'équivalence énergétique de 6 : 1, l'utilisation d'un tel facteur de conversion pourrait donner une indication trompeuse de la valeur.**

Le tableau suivant indique certaines mesures de conversion standard d'unités du système britannique en unités du système international (ou unités métriques).

<u>Pour convertir des</u>	<u>En</u>	<u>Multiplier par</u>
mètres cubes	pieds cubés	35,315
b	mètres cubes	0,159
mètres cubes	b	6,290
pieds	mètres	0,305
mètres	pieds	3,281
milles	kilomètres	1,609
kilomètres	milles	0,621
acres	hectares	0,4047
hectares	acres	2,471

Sauf indication contraire, toutes les sommes indiquées dans la présente notice annuelle sont exprimées en dollars canadiens.

ARC RESOURCES LTD.

Introduction

ARC Resources a été constituée dans le cadre d'une fusion réalisée en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta). Notre bureau principal est situé au 308, 4th Avenue S.W., bureau 1200, Calgary (Alberta) T2P 0H7, et notre siège social, au 525, 8th Avenue S.W., bureau 2400, Calgary (Alberta) T2P 1G1.

Avant le 1^{er} janvier 2011, ARC comptait parmi les premières fiducies de redevances de pétrole et de gaz classiques en importance au Canada.

À l'heure actuelle, ARC compte parmi les 15 premières sociétés de pétrole et de gaz classiques en importance au Canada, sa production, qui provient en totalité de l'Ouest canadien, ayant totalisé en moyenne 83 416 bep/j en 2011. ARC a axé ses activités sur l'acquisition et la mise en valeur de propriétés riches en ressources lui offrant des occasions de croissance à court terme. À l'heure actuelle, ARC verse un dividende à ses actionnaires tous les mois.

Au 31 décembre 2011, ARC comptait environ 530 employés et consultants.

Activités commerciales

Stratégie

Les activités commerciales d'ARC comprennent l'exploration, la mise en valeur et la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN dans l'Ouest canadien. La principale préoccupation d'ARC consiste à augmenter la valeur de l'entreprise tout en gérant les risques grâce à l'excellence de ses activités d'exploitation et à une stratégie disciplinée en matière d'affectation des capitaux. Son but est de procurer à ses actionnaires des rendements supérieurs à long terme. ARC fait appel à une stratégie disciplinée en matière d'affectation des capitaux et considère que la croissance n'est pas un mandat, mais une possibilité. Son but est d'accroître la production et les réserves, tout en affectant une partie de ses rentrées de fonds au versement d'un dividende mensuel à ses actionnaires. Chaque année, ARC approuve un budget de dépenses en immobilisations qui serviront en premier lieu à compenser le déclin de la production et en second lieu à accroître la production et les réserves. Même si la majeure partie de nos activités de mise en valeur sont considérées comme comportant de faibles risques, un certain pourcentage du budget de dépenses en immobilisations annuel sera consacré à des activités de mise en valeur à risque modéré et à des activités d'exploration à risque faible ou modéré en vue d'augmenter la valeur de la participation des actionnaires.

Fort de ses compétences, notre personnel fait appel à des technologies en évolution constante pour découvrir des réserves additionnelles qui feront croître la production future grâce à l'exploration et à la mise en valeur de vastes gisements de pétrole et de gaz naturel. Nous avons élaboré une politique de recrutement ainsi qu'un programme de perfectionnement, d'avancement et de planification de la relève afin de disposer à l'interne des compétences dont nous avons besoin pour exploiter notre actif pleinement.

ARC suit des pratiques et des méthodes d'exploitation qui visent à maximiser la récupération du pétrole et du gaz naturel qui se trouvent dans les réservoirs au fil du temps, et qui, tout à la fois, lui permettent de comprimer les coûts tout en offrant un milieu de travail sécuritaire au personnel affecté à l'exploitation.

Nous avons une politique rigoureuse en matière de santé et de sécurité qui établit les méthodes à employer et prévoit un processus de signalement qui permet de s'assurer que les employés et les entrepreneurs d'ARC suivent des mesures de sécurité de plus en plus perfectionnées et se comportent de manière sécuritaire et prudente. Nous avons en outre une politique qui englobe nos activités de nettoyage, d'abandon et de remise en état des lieux.

Objectifs financiers

Les objectifs financiers à long terme d'ARC comprennent le maintien d'un bilan solide, c'est-à-dire maintenir le taux d'endettement entre 1,0 et 1,5 fois les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et en deçà de 20 % de la capitalisation totale. En outre, grâce à son programme de gestion des risques, ARC couvre activement jusqu'à 55 % de sa production pour des périodes allant jusqu'à deux ans afin de stabiliser les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, dont une partie sert à verser le dividende mensuel, et le reste, à financer les dépenses en immobilisations. Au delà de ce pourcentage, ARC doit obtenir l'approbation du conseil d'administration. Les

paramètres économiques de chacun des projets et de certaines acquisitions peuvent être couverts pour des périodes plus longues que deux ans, avec l'approbation du conseil d'administration.

La mise en valeur des propriétés d'ARC exigera à l'avenir des dépenses en immobilisations, qui seront financées au moyen des rentrées de fonds, du produit de l'aliénation de propriétés, d'emprunts, d'amortissements, du fonds de roulement ou du produit de l'émission d'actions ordinaires supplémentaires.

ARC considère que l'acquisition d'éléments d'actif pétrolier et gazier en tous genres et d'autres éléments d'actif liés au secteur de l'énergie ainsi que l'aliénation éventuelle d'éléments d'actif existants qui ont une importance stratégique moindre ou qui offrent un potentiel de croissance limité font partie de ses activités commerciales quotidiennes.

Évolution générale de notre entreprise

Le texte qui suit décrit l'évolution générale de notre entreprise au cours des trois derniers exercices.

2009

Les volumes de production ont totalisé 63 538 bep/j et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 497,4 M\$.

Les distributions aux épargnants sont passées de 0,12 \$ par part de fiducie en janvier 2009 à 0,10 \$ par part de fiducie en février 2009 en raison de la faiblesse continue du prix des produits de base et ont été maintenues à ce niveau, soit 0,10 \$ par mois, jusqu'à la fin de l'exercice, s'établissant à 298,5 M\$ au total.

Le 6 février 2009, la Fiducie a procédé à la clôture d'un placement dans le cadre duquel elle a émis 15,5 millions de parts de fiducie au prix de 16,35 \$ chacune. Le placement a généré un produit net de 240 M\$, qu'elle a affecté à la réduction de sa dette bancaire.

Les dépenses en immobilisations ont totalisé 518 M\$, dont 326,3 M\$ (63 %) ont été consacrés à la mise en valeur et aux installations et 17,4 M\$ (3 %) ont été consacrés à l'acquisition de propriétés ou ont servi à payer les frais des études géologiques et géophysiques et les frais de forage de puits d'exploration. Les acquisitions, déduction faite des aliénations de 20,5 M\$, ont totalisé 158,4 M\$.

En décembre 2009, nous avons acquis des éléments d'actif d'une valeur de 178,9 M\$ dans la zone Ante Creek, dans le nord-ouest de l'Alberta. Grâce à cette acquisition, ARC a acquis un intérêt économique direct moyen de 75 % dans des terrains mis en valeur d'une superficie de 26 000 acres bruts, qui comprennent 38 puits de pétrole nets et 24 puits de gaz nets, une participation de 30 % dans une usine de gaz qu'elle exploitait (ce qui a fait d'ARC Resources le propriétaire exclusif de cette usine) et des terrains non mis en valeur d'une superficie de 121 000 acres bruts (106 000 acres nets). Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2009, la production tirée de ces éléments d'actif a totalisé environ 2 000 bep/j, le gaz naturel comptant pour environ 75 % de cette production, et le pétrole brut et les LGN, environ 25 %.

2010

La production a atteint un sommet inégalé de 73 954 bep/j, et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 667,0 M\$.

Les distributions aux épargnants se sont maintenues à 0,10 \$ par part de fiducie par mois tout au long de l'exercice, pour s'établir à 313,4 M\$ au total.

Le 5 janvier 2010, la Fiducie a procédé à la clôture d'un placement dans le cadre duquel elle a émis 13 millions de parts de fiducie au prix de 19,40 \$ chacune. Le placement a généré un produit net de 239,5 M\$, qui a été affecté à la réduction de la dette bancaire que nous avons contractée en vue de l'acquisition des éléments d'actif situés dans la zone Ante Creek, au prix de 178,9 M\$, dont la clôture a eu lieu au milieu du mois de décembre 2009.

Le 17 août 2010, ARC Resources Ltd. a acquis la totalité des actions ordinaires existantes et en circulation de Storm Energy Inc. (« **Storm** ») dans le cadre d'un plan d'arrangement conclu en vertu des dispositions de l'article 192 de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* entre Storm, Storm Resources Ltd., la Fiducie et ARC Resources Ltd.

(l'« **arrangement conclu avec Storm** »). Selon le cours de clôture des parts de fiducie le 17 août 2010, soit 19,53 \$, la valeur de l'opération s'est établie à environ 652,1 M\$ (en tenant compte de la dette prise en charge). L'actif principal de Storm était le champ Parkland situé dans le nord-est de la Colombie-Britannique, champ de gaz de la formation Montney situé à environ 10 km du champ Dawson d'ARC. La production tirée de l'actif de Storm s'est établie en moyenne à 7 800 bep/j au cours des quatre derniers mois de 2010.

Dans le cadre de l'arrangement conclu avec Storm, la Fiducie a émis 23 514 456 parts de fiducie et ARC Resources a émis 1 744 038 actions échangeables de série B (lesquelles, à la date de clôture, pouvaient être échangées contre 4 927 797 parts de fiducie) aux porteurs d'actions de Storm et elle a pris en charge une dette nette totalisant environ 89 M\$.

Les dépenses en immobilisations ont totalisé 1 248,0 M\$, dont 652,1 M\$ se rapportaient à l'arrangement conclu avec Storm, 477,2 M\$ (38 %) ont été consacrés à la mise en valeur et aux installations et 77,5 M\$ (6 %) ont été consacrés à l'acquisition de propriétés et ont servi à payer les frais des études géologiques et géophysiques et les frais de forage de puits d'exploration. Des dépenses en immobilisations de 24,6 M\$ ont été consacrées à l'aménagement de nouveaux locaux loués pour le siège social.

Au deuxième trimestre, ARC a mis en service la première phase de l'usine de gaz Dawson d'une capacité de 60 Mpi³/j.

2011

Dans le cadre de la conversion de la Fiducie qui a été réalisée le 1^{er} janvier 2011, la Fiducie a été restructurée en ARC Resources, nouvelle société d'exploration et de mise en valeur ouverte issue de la fusion d'ARC Energy Ltd., d'ARC Resources Ltd., de 1485275 Alberta Ltd., d'ARC Petroleum Inc. et de Smiley Gas Conservation Limited.

Conformément aux modalités de la conversion de la Fiducie, les porteurs des parts de fiducie de la Fiducie (les « **porteurs de parts** ») ont reçu, en plusieurs étapes, une action ordinaire d'ARC Resources en échange de chacune des parts de fiducie qu'ils détenaient et les porteurs d'actions échangeables d'ARC Resources Ltd. ont reçu, en plusieurs étapes, 2,89162 actions ordinaires d'ARC Resources en échange de chacune des actions échangeables qu'ils détenaient, ce nombre étant le ratio d'échange des actions échangeables au 31 décembre 2010. En outre, dans le cadre de la conversion de la Fiducie, la Fiducie a été dissoute et ARC Resources a acquis la totalité de l'actif de la Fiducie et a pris en charge la totalité de son passif.

Depuis la conversion de la Fiducie, ARC Resources, conjointement avec ses filiales, exerce les activités que la Fiducie et ses filiales exerçaient auparavant.

Les actions ordinaires d'ARC Resources ont commencé à être négociées à la TSX sous le symbole « ARX » le 6 janvier 2011. Depuis le versement du dividende aux actionnaires d'ARC inscrits le 31 janvier 2011, les actionnaires d'ARC touchent des dividendes. Avant la conversion de la Fiducie en société par actions le 31 décembre 2010, des distributions étaient versées aux porteurs de parts. Les termes « porteurs de parts », « distributions », « parts de fiducie » et « par part » utilisés auparavant sont remplacés par les termes « actionnaires », « dividendes », « actions ordinaires » et « par action », respectivement, s'il y a lieu.

Malgré la transformation de la personnalité juridique de la Fiducie en société par actions versant des dividendes, ni les activités commerciales ou la stratégie commerciale ni les membres du conseil d'administration et de la direction d'ARC en poste au moment de la conversion de la Fiducie n'ont changé.

La production a atteint un sommet inégalé de 83 416 bep/j et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 844,3 M\$.

Les dividendes versés aux épargnants se sont maintenus à 0,10 \$ par action par mois tout au long de l'exercice, pour s'établir à 344,1 M\$ au total.

Au deuxième trimestre de 2011, ARC a mis en service la deuxième phase de l'usine de gaz Dawson d'une capacité de 60 Mpi³/j, ce qui a permis de faire passer la capacité de l'usine que nous exploitons de 60 Mpi³/j à 120 Mpi³/j. À Dawson, la production a été portée à 165 Mpi³/j en 2011, dont 120 Mpi³/j de gaz ont été traités aux usines de gaz d'ARC et 45 Mpi³/j de gaz ont été traités à des installations de tiers.

Les dépenses en immobilisations ont totalisé 726 M\$, dont 585,3 M\$ (81 %) ont été consacrés à la mise en valeur et aux installations, 74,9 M\$ ont été consacrés à l'acquisition de terrains, 52,3 M\$ ont servi à payer les frais des études géologiques et géophysiques et les frais de forage de puits d'exploration, et le solde, soit 13,5 M\$, a été affecté à des dépenses du siège social.

En 2011, ARC a aliéné certaines propriétés non essentielles contre un produit de 170 M\$ ainsi que 36 parcelles de terrain dans la région d'Ante Creek.

En 2011, ARC a renégocié sa facilité de crédit renouvelable consortiale et l'a prolongée pour une durée de quatre ans. Au 31 décembre 2011, sa capacité d'emprunt totale s'établissait à 1,6 G\$. À la fin de 2011, son ratio dette nette/flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation annualisés s'établissait à 1,1 et sa dette nette correspondait à environ 11 % de sa capitalisation totale, les deux résultats s'inscrivant dans les limites des objectifs fixés.

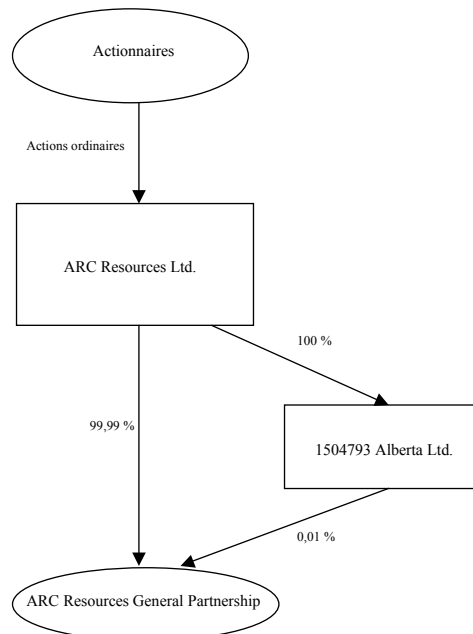
Faits récents

Le 8 février 2012, ARC a annoncé qu'elle avait chargé un conseiller qualifié de l'aider à vendre une certaine partie de ses terrains situés dans la région de Montney NE CB. Les terrains mis en vente sont situés dans des zones d'importance stratégique moindre et représentent environ 10 % du total des terrains d'ARC dans la région Montney NE CB. Une vente sera conclue seulement si l'offre reçue représente une valeur supérieure par rapport à celle que nous estimons pouvoir réaliser à la lumière de notre plan de mise en valeur.

Notre structure organisationnelle

ARC Partnership est propriétaire de la quasi-totalité de nos propriétés pétrolières et gazières et est la propriété exclusive, directement ou indirectement, d'ARC Resources. ARC Resources est le gestionnaire d'ARC Partnership, société en nom collectif établie en vertu des lois de l'Alberta.

Le diagramme qui suit présente la structure organisationnelle d'ARC.



RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

Le relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz est présenté ci-dessous (le « **relevé** »). Sa date d'effet est le 31 décembre 2011, et sa date d'établissement, le 17 janvier 2012. Le rapport sur les données relatives aux réserves établi par GLJ conformément à l'annexe 51-101A2 et le rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz établi conformément à l'annexe 51-101A3 figurent aux annexes A et B de la présente notice annuelle.

Présentation des données relatives aux réserves

Les données relatives aux réserves qui sont présentées ci-après sont fondées sur l'évaluation effectuée par GLJ en date du 31 décembre 2011 qui figure dans le rapport GLJ daté du 15 février 2012. Les données relatives aux réserves résument nos réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel ainsi que la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs correspondants estimée au moyen de prix et de coûts prévisionnels, sans tenir compte de la provision pour intérêts et frais généraux et administratifs, de l'incidence des opérations de couverture ou du passif lié à certains frais d'abandon et de remise en état de puits, de pipelines et d'installations que GLJ n'a pas déduits dans son estimation des produits d'exploitation nets futurs. Les produits d'exploitation nets futurs ont été présentés avant et après impôts. Les données relatives aux réserves sont conformes aux exigences du règlement 51-101. Nous avons chargé GLJ d'évaluer les réserves prouvées et la somme des réserves prouvées et probables. Voir également « *Définitions et notes complémentaires des tableaux sur les données relatives aux réserves* » ci-après.

Toutes nos réserves sont situées au Canada, plus précisément dans les provinces d'Alberta, de Colombie-Britannique, de Saskatchewan et du Manitoba.

On ne doit pas présumer que les estimations des produits d'exploitation nets futurs présentées dans les tableaux ci-après représentent la juste valeur marchande des réserves. Il n'est pas certain que les hypothèses des prix et des coûts prévisionnels se réaliseront et les écarts pourraient être importants. Les estimations quant à la récupération et aux réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel qui figurent dans les présentes ne sont que des estimations. Il n'est pas certain que les réserves qui ont été estimées seront récupérées. Les réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations données dans les présentes. Il y a lieu de lire les définitions et les renseignements présentés à la rubrique « *Définitions et notes complémentaires des tableaux sur les données relatives aux réserves* » en plus des tableaux et des notes ci-après. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les risques en cause, voir « *Facteurs de risque – Risques liés à notre entreprise et à nos activités* ».

Données relatives aux réserves (prix et coûts prévisionnels)

SOMMAIRE DES RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ
ET VALEUR ACTUALISÉE NETTE DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
en date du 31 décembre 2011
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

CATÉGORIE DE RÉSERVES	RÉSERVES			
	PÉTROLE LÉGER ET DE DENSITÉ MOYENNE		PÉTROLE LOURD	
	Brutes (kb)	Nettes (kb)	Brutes (kb)	Nettes (kb)
RÉSERVES PROUVÉES				
Réserves mises en valeur exploitées	87 626	75 293	1 874	1 801
Réserves mises en valeur inexploitées	1 794	1 587	-	-
Réserves non mises en valeur	12 768	11 025	-	-
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	102 188	87 905	1 874	1 801
RÉSERVES PROBABLES	32 883	27 511	434	419
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	135 071	115 416	2 308	2 220

CATÉGORIE DE RÉSERVES	RÉSERVES			
	GAZ NATUREL		LGN	
	Brutes (Gpi ³)	Nettes (Gpi ³)	Brutes (kb)	Nettes (kb)
RÉSERVES PROUVÉES				
Réserves mises en valeur exploitées	655	556	10 210	7 640
Réserves mises en valeur inexploitées	44	38	756	626
Réserves non mises en valeur	719	604	8 122	6 736
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	1 419	1 197	19 088	15 002
RÉSERVES PROBABLES	994	804	13 686	10 953
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	2 413	2 001	32 774	25 955

CATÉGORIE DE RÉSERVES	RÉSERVES	
	TOTAL	
	Brutes (kbep)	Nettes (kbep)
RÉSERVES PROUVÉES		
Réserves mises en valeur exploitées	208 920	177 318
Réserves mises en valeur inexploitées	9 952	8 485
Réserves non mises en valeur	140 769	118 362
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	359 641	304 165
RÉSERVES PROBABLES	212 733	172 863
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	572 374	477 028

CATÉGORIE DE RÉSERVES	VALEUR ACTUALISÉE NETTE DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS									
	AVANT IMPÔTS, ACTUALISÉS À (en pourcentage par année)					APRÈS IMPÔTS, ACTUALISÉS À (en pourcentage par année) ⁽¹⁾				
	0	5	10	15	20	0	5	10	15	20
	(en millions de dollars)									
RÉSERVES PROUVÉES										
Réserves mises en valeur exploitées	6 954	4 750	3 662	3 014	2 583	5 888	4 117	3 229	2 693	2 332
Réserves mises en valeur inexploitées	301	214	168	140	121	224	160	125	104	90
Réserves non mises en valeur	2 678	1 572	975	620	393	1 999	1 131	662	384	208
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES	9 933	6 536	4 805	3 774	3 097	8 112	5 407	4 016	3 181	2 630
RÉSERVES PROBABLES	6 365	3 021	1 715	1 084	735	4 752	2 227	1 239	764	502
TOTAL DES RÉSERVES PROUVÉES ET PROBABLES	16 298	9 557	6 520	4 858	3 832	12 863	7 635	5 255	3 945	3 132

Note

(1) La valeur actualisée nette après impôts des propriétés pétrolières et gazières d'ARC qui est présentée dans le tableau tient compte de la charge fiscale de chacune des propriétés. Elle ne tient pas compte de la situation fiscale de l'entreprise commerciale dans son ensemble ni de sa planification fiscale. Le tableau ne donne pas une estimation de la valeur actualisée nette de l'entreprise commerciale dans son ensemble, estimation qui pourrait être sensiblement différente. On consultera les états financiers consolidés et le rapport de gestion d'ARC pour obtenir de plus amples renseignements à ce sujet.

TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
(NON ACTUALISÉS)
en date du 31 décembre 2011
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

CATÉGORIE DE RÉSERVES	PRODUITS D'EXPLOITATION	REDEVANCES	FRAIS D'EXPLOITATION	FRAIS DE MISE EN VALEUR	FRAIS D'ABANDON ET DE REMISE EN ÉTAT	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS	IMPÔTS	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS APRÈS IMPÔTS
Réserves prouvées	21 652	3 298	6 323	1 847	251	9 933	1 821	8 112
Réserves prouvées et probables	34 527	5 578	9 239	3 112	300	16 298	3 435	12 863

PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS
PAR GROUPE DE PRODUCTION
en date du 31 décembre 2011
PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

CATÉGORIE DE RÉSERVES	GROUPE DE PRODUCTION	PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS AVANT IMPÔTS (actualisés au taux de 10 % par année)	
		(en millions de dollars)	PAR UNITÉ ⁽³⁾
Réserves prouvées	Pétrole brut léger et de densité moyenne ⁽¹⁾	2 725	26,10 \$/b
	Pétrole lourd ⁽¹⁾	58	32,69 \$/b
	Gaz naturel ⁽²⁾	2 022	1,70 \$/kpi ³
	Total	4 805	
Réserves prouvées et probables	Pétrole brut léger et de densité moyenne ⁽¹⁾	3 398	24,52 \$/b
	Pétrole lourd ⁽¹⁾	67	30,83 \$/b
	Gaz naturel ⁽²⁾	3 054	1,51 \$/kpi ³
	Total	6 520	

Notes

- (1) Y compris le gaz dissous et les autres sous-produits.
(2) Y compris les sous-produits, mais sans tenir compte du gaz dissous.
(3) Les valeurs par unité sont fondées sur les réserves nettes de la Société.

Définitions et notes complémentaires des tableaux sur les données relatives aux réserves

Dans les tableaux présentés ci-dessus à la rubrique « *Présentation des données relatives aux réserves* » et ailleurs dans la présente notice annuelle, les définitions et autres notes suivantes s'appliquent :

1. « **bruts** » ou « **brutes** » désigne ce qui suit :
 - a) relativement à notre participation dans la production et les réserves, notre participation (en exploitation et hors exploitation), sans déduire les redevances et sans tenir compte de nos droits de redevance;
 - b) relativement aux puits, le nombre total de puits dans lesquels nous avons une participation;
 - c) relativement aux propriétés, la superficie totale des propriétés dans lesquelles nous avons une participation;

2. « **nets** » ou « **nettes** » désigne ce qui suit :
- a) relativement à notre participation dans la production et les réserves, notre participation (en exploitation et hors exploitation), déduction faite des redevances à payer, plus nos droits de redevance sur la production ou les réserves;
 - b) relativement aux puits, le nombre de puits obtenu en additionnant notre intérêt économique direct dans chacun de nos puits bruts;
 - c) relativement à notre participation dans une propriété, la superficie totale dans laquelle nous avons une participation, multipliée par l'intérêt économique direct dont nous sommes propriétaires;
3. Le total des colonnes peut sembler inexact, étant donné que les chiffres ont été arrondis.
4. Les estimations des réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel qui sont présentées dans le rapport GLJ sont fondées sur les définitions et les lignes directrices qui figurent dans l'avis 51-324 du personnel des ACVM, intitulé « Glossaire relatif au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* », et dans le manuel COGE. Ces définitions sont reprises sommairement ci-dessous.

Catégories de réserves

Les réserves sont les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à partir d'une date donnée, en fonction de l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et techniques, de l'utilisation de la technologie connue et de conditions économiques stipulées.

Les réserves sont classées en fonction du degré de certitude qui se rattache aux estimations.

- a) Les **réserves prouvées** sont les réserves qu'on estime pouvoir récupérer avec un degré élevé de certitude. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.
- b) Les **réserves probables** sont les réserves additionnelles dont la récupération est moins certaine que 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.

Le manuel COGE impose en outre d'autres critères de classement des réserves.

Chacune des catégories de réserves (prouvées et probables) peut être divisée en réserves mises en valeur et non mises en valeur :

- a) Les **réserves mises en valeur** sont celles qu'on prévoit récupérer de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits). Les réserves mises en valeur peuvent être divisées en réserves exploitées et inexploitées.
 - (i) Les **réserves mises en valeur exploitées** sont les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles de conditionnement ouverts au moment de l'estimation. Ces réserves peuvent être actuellement en production ou, 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;
 - (ii) Les **réserves mises en valeur inexploitées** sont les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont antérieurement été en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.
- b) Les **réserves non mises en valeur** sont les réserves qu'on prévoit récupérer de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple,

comparativement au coût du forage d'un puits). Elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées ou probables) dont elles font partie.

Dans les gisements multipuits, il peut être approprié de répartir les réserves totales du gisement entre les catégories de réserves mises en valeur et de réserves non mises en valeur ou de subdiviser les réserves mises en valeur du gisement en réserves exploitées et inexploitées. Cette répartition doit se fonder sur l'appréciation que fait l'auteur des estimations des réserves qui seront récupérées au moyen des puits, des installations et des intervalles de conditionnement dans le gisement ainsi que sur le stade où se trouvent les réserves, soit la mise en valeur, soit la production.

Degrés de certitude à l'égard des réserves présentées

Les degrés de certitude qualitatifs dont il est question dans les définitions données ci-dessus s'appliquent aux entités de réserves individuelles (qui s'entendent du niveau le plus bas auquel les calculs de réserves sont effectués) et aux réserves présentées (qui s'entendent de la somme la plus élevée des estimations d'entités individuelles pour lesquelles les estimations de réserves sont présentées). Les réserves présentées devraient viser les degrés de certitude suivants selon un ensemble donné de conditions économiques :

- a) il existe une probabilité d'au moins 90 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux réserves prouvées estimatives;
- b) il existe une probabilité d'au moins 50 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

Une mesure qualitative des degrés de certitude se rattachant aux estimations établies pour les diverses catégories de réserves est souhaitable pour mieux comprendre les risques et incertitudes s'y rattachant. Cependant, la majeure partie des estimations de réserves sont effectuées par l'application de méthodes déterministes qui ne fournissent pas une mesure quantitative de la probabilité dérivée mathématiquement. En principe, il ne devrait pas y avoir de différence entre les estimations établies par l'application de méthodes probabilistes ou déterministes.

Le manuel COGE fournit d'autres précisions sur les degrés de certitude se rattachant aux estimations des réserves et sur l'effet des regroupements.

5. Prix et coûts prévisionnels

Il s'agit des prix et des coûts futurs qui sont généralement acceptés comme étant une perspective raisonnable en date d'effet de l'évaluation. Dans la seule mesure où il existe des prix ou des coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels nous sommes liés légalement par une obligation, contractuelle ou autre, de livrer un produit, y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat susceptible d'être prolongé, ces prix et coûts seront intégrés aux prix prévisionnels.

Les hypothèses relatives aux prix et aux coûts prévisionnels supposent l'augmentation du prix de vente à la tête de puits et tiennent compte de l'inflation à l'égard des frais d'exploitation et des dépenses en immobilisations futures. Le prix de référence du pétrole brut, du gaz naturel et des LGN au 31 décembre 2011 et le taux d'inflation et le cours du change utilisés dans le rapport GLJ sont les suivants :

SOMMAIRE DES HYPOTHÈSES RELATIVES AUX PRIX ET AU TAUX D'INFLATION
en date du 31 décembre 2011

PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

Exercice	PÉTROLE				GAZ NATUREL Prix du gaz à l'AECO (\$ CA/MBtu)	PRIX DES LGN À EDMONTON			TAUX D'INFLATION ⁽¹⁾ (en pourcentage par année)	COURS DU CHANGE ⁽²⁾ (\$ US/\$ CA)
	WTI à Cushing (Oklahoma) (\$ US/b)	Prix au pair à Edmonton 40 °API (\$ CA/b)	Pétrole lourd à Hardisty 12 °API (\$ CA/b)	Pétrole de densité moyenne à Cromer 29,3 °API (\$ CA/b)		Propane (\$ CA/b)	Butane (\$ CA/b)	Pentanes plus (\$ CA/b)		
Prévisions										
2012	97,00	97,96	72,37	90,12	3,49	58,78	76,41	107,76	2 %	0,980
2013	100,00	101,02	73,60	92,94	4,13	60,61	78,80	108,09	2 %	0,980
2014	100,00	101,02	74,51	91,93	4,59	60,61	78,80	105,06	2 %	0,980
2015	100,00	101,02	74,51	91,93	5,05	60,61	78,80	105,06	2 %	0,980
2016	100,00	101,02	74,51	91,93	5,51	60,61	78,80	105,06	2 %	0,980
2017	100,00	101,02	74,51	91,93	5,97	60,61	78,80	105,06	2 %	0,980
2018	101,35	102,40	75,54	93,18	6,21	61,44	79,87	106,49	2 %	0,980
2019	103,38	104,47	77,09	95,07	6,33	62,68	81,49	108,65	2 %	0,980
2020	105,45	106,58	78,67	96,99	6,46	63,95	83,13	110,84	2 %	0,980
2021	107,56	108,73	80,28	98,95	6,58	65,24	84,81	113,08	2 %	0,980
Par la suite	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	2 %	0,980

Notes

- (1) Taux d'inflation applicables aux coûts prévisionnels.
- (2) Cours du change employé pour établir les prix de référence du présent tableau.
- (3) Les prix augmentent de 2,0 % par année après 2021.

Les prix réels moyens pondérés réalisés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 se sont élevés à 3,83 \$/kpi³ pour le gaz naturel, à 90,05 \$/b pour le pétrole brut léger et de densité moyenne, à 73,29 \$/b pour le pétrole brut lourd et à 69,68 \$/b pour les LGN. Seule une petite partie de notre production est constituée de pétrole lourd.

6. Frais de mise en valeur futurs

Le tableau suivant présente les frais de mise en valeur qui ont été déduits dans l'estimation de nos produits d'exploitation nets futurs attribuables aux catégories de réserves indiquées ci-dessous.

Exercice	Réserves prouvées (en millions de dollars)	Réserves prouvées et probables (en millions de dollars)
2012	301,4	448,2
2013	520,6	650,1
2014	325,7	496,5
2015	328,0	544,5
2016	206,3	287,2
Solde	165,4	685,1
Total non actualisé	1 847,4	3 111,6
Total actualisé au taux de 10 % par année	1 443,7	2 299,5

Nous prévoyons financer les frais de mise en valeur des réserves au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'emprunts, de la vente d'éléments d'actif existants d'importance stratégique moindre et de l'émission d'actions ordinaires.

Pour estimer les réserves et les produits d'exploitation nets futurs, nous avons présumé que chaque propriété à l'égard de laquelle l'estimation a été réalisée serait mise en valeur, sans tenir compte de l'accès probable que nous aurons au financement requis pour sa mise en valeur. Il n'est pas certain que nous pourrions obtenir les fonds nécessaires pour mettre en valeur la totalité des réserves attribuées dans le rapport GLJ ni que nous y affecterons des fonds. Le fait de ne pas mettre ces réserves en valeur aurait une incidence défavorable sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation futures.

Les intérêts ou les autres coûts de financement externes ne sont pas pris en considération dans les estimations des réserves et des produits d'exploitation nets futurs, qu'ils auraient pour effet de réduire jusqu'à un certain point, selon les sources de financement utilisées. Nous ne prévoyons pas que les intérêts ou les autres coûts de financement rendraient la mise en valeur d'une propriété non rentable.

7. GLJ a tenu compte des frais d'abandon futurs liés aux puits comportant des réserves pour calculer les produits d'exploitation nets futurs qui en seront tirés.
8. Les hypothèses relatives aux prix et coûts prévisionnels supposent que les lois et règlements actuels demeureront en vigueur.
9. GLJ a accepté telles quelles toutes les données factuelles qui lui ont été fournies. Aucune inspection n'a été menée sur le terrain.

Rapprochement de l'évolution des réserves

Le tableau suivant présente le rapprochement de nos réserves brutes au 31 décembre 2011, selon les estimations des prix et des coûts prévisionnels tirées du rapport GLJ. Les réserves brutes au 31 décembre 2011 et au 31 décembre 2010 comprennent les réserves attribuables à nos intérêts économiques directs, sans déduire les redevances à payer et sans tenir compte des redevances brutes à recevoir.

RAPPROCHEMENT DES RÉSERVES BRUTES PAR TYPE DE PRODUIT PRINCIPAL PRIX ET COÛTS PRÉVISIONNELS

FACTEURS	PÉTROLE LÉGER ET DE DENSITÉ MOYENNE			PÉTROLE LOURD			GAZ NATUREL		
	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et probables (kb)	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et probables (kb)	Réserves prouvées (Gpi ³)	Réserves probables (Gpi ³)	Réserves prouvées et probables (Gpi ³)
31 décembre 2010	103 104	33 750	136 854	2 105	672	2 777	1 265,4	649,6	1 914,9
Découvertes	61	131	192	0	0	0	6,7	3,0	9,7
Extensions	4 015	2 733	6 748	0	0	0	218,1	319,4	537,5
Forage intercalaire	5 157	714	5 871	30	(30)	0	41,6	14,4	55,9
Récupération améliorée	451	(152)	299	0	0	0	0,3	(0,1)	0,2
Révisions techniques	529	(3 408)	(2 879)	1	(208)	(207)	131,3	(18,1)	113,2
Acquisitions	21	11	32	6	0	6	8,9	16,6	25,5
Aliénations	(1 465)	(899)	(2 364)	0	0	0	(55,5)	(25,5)	(81,0)
Facteurs économiques	(150)	3	(147)	0	0	0	(85,4)	35,1	(50,3)
Production	(9 535)	0	(9 535)	(268)	0	(268)	(112,3)	0	(112,3)
31 décembre 2011	102 188	32 883	135 071	1 874	434	2 308	1 418,9	994,4	2 413,3

FACTEURS	LGN			TOTAL		
	Réserves prouvées (kb)	Réserves probables (kb)	Réserves prouvées et probables (kb)	Réserves prouvées (kbep)	Réserves probables (kbep)	Réserves prouvées et probables (kbep)
31 décembre 2010	18 329	8 003	26 332	334 432	150 689	485 121
Découvertes	465	204	669	1 643	832	2 475
Extensions	2 822	5 996	8 818	43 195	61 956	105 151
Forage intercalaire	380	80	460	12 493	3 157	15 651
Récupération améliorée	26	0	26	524	(160)	364
Révisions techniques	1 544	(101)	1 443	23 949	(6 727)	17 222
Acquisitions	47	87	134	1 550	2 864	4 415
Aliénations	(2 447)	(741)	(3 188)	(13 165)	(5 891)	(19 056)
Facteurs économiques	(458)	158	(300)	(14 845)	6 017	(8 828)
Production	(1 620)	0	(1 620)	(30 137)	0	(30 137)
31 décembre 2011	19 088	13 686	32 774	359 641	212 733	572 374

Renseignements supplémentaires sur les données relatives aux réserves

Réserves non mises en valeur prouvées et probables

GLJ attribue les réserves non mises en valeur conformément aux normes et méthodes énoncées dans le manuel COGE. Les réserves non mises en valeur prouvées sont les réserves qu'on peut estimer avec un degré élevé de certitude et qu'on prévoit récupérer de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables. Les réserves non mises en valeur probables sont les réserves dont la récupération est moins certaine que celle des réserves prouvées et qu'on prévoit récupérer de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables.

Le tableau suivant présente, pour chaque type de produit, le volume des réserves non mises en valeur prouvées et probables qui ont été attribuées la première fois au cours de chacun des trois derniers exercices et l'ensemble de ces réserves pour la période antérieure.

Réserves non mises en valeur prouvées

	Pétrole léger et de densité moyenne (kb)		Pétrole lourd (kb)		Gaz naturel (Mpi ³)		LGN (kb)		Équivalents de pétrole (kbep)	
	Attribution initiale	Total en fin d'exercice	Attribution initiale	Total en fin d'exercice	Attribution initiale	Total en fin d'exercice	Attribution initiale	Total en fin d'exercice	Attribution initiale	Total en fin d'exercice
Avant	7 919	7 919	-	-	268 684	268 684	2 000	2 000	54 700	54 700
2009	2 093	8 655	-	-	118 891	388 364	642	2 636	22 550	76 018
2010	4 299	11 085	30	30	223 762	543 518	4 259	6 193	45 882	107 894
2011	5 405	12 768	-	-	209 126	719 277	2 620	8 122	42 880	140 770

Réserves non mises en valeur probables

	Pétrole léger et de densité moyenne (kb)		Pétrole lourd (kb)		Gaz naturel (Mpi ³)		LGN (kb)		Équivalents de pétrole (kbep)	
	Attribution initiale	Total en fin d'exercice	Attribution initiale	Total en fin d'exercice	Attribution initiale	Total en fin d'exercice	Attribution initiale	Total en fin d'exercice	Attribution initiale	Total en fin d'exercice
Avant	8 511	8 511	93	93	153 050	153 050	1 346	1 346	35 458	35 458
2009	4 244	10 435	-	100	156 403	299 771	840	2 083	31 151	62 580
2010	7 477	12 523	-	150	155 242	439 484	2 589	4 768	35 940	90 689
2011	4 299	10 976	-	-	350 542	787 242	6 205	10 667	68 927	152 850

Les réserves non mises en valeur comptent pour 39 % du total des réserves prouvées et pour 51 % de la somme des réserves prouvées et probables. Plus de 91 % des réserves non mises en valeur prouvées et probables sont situées sur les propriétés des zones Dawson, Montney Ouest, Ante Creek, Parkland et Attachie. Dans chaque cas, nous avons prévu un programme de mise en valeur d'une partie des réserves non mises en valeur de ces zones qui sera mis en œuvre en 2012 et au cours des exercices subséquents.

Dans certains cas, la mise en valeur de ces réserves nécessitera plus de deux ans. Nous prévoyons mettre en valeur la majeure partie des réserves non mises en valeur prouvées indiquées dans l'évaluation des réserves au cours des quatre prochains exercices et mettre en valeur la majeure partie des réserves non mises en valeur probables au cours des six prochains exercices. Le rythme auquel ces réserves seront mises en valeur dépendra de nombreux facteurs, dont l'aménagement continu de l'infrastructure dans les zones Montney Ouest et Attachie, les résultats des évaluations annuelles des travaux de forage et des gisements, le prix du pétrole et du gaz naturel ainsi que divers facteurs d'ordre économique.

Un certain nombre de facteurs pourraient entraîner le retard ou l'annulation des travaux de mise en valeur, y compris les suivants : (i) l'évolution de la conjoncture économique (fluctuation des prix, des frais d'exploitation et des dépenses en immobilisations), (ii) l'évolution des conditions techniques (anomalies dans la production, notamment une percée d'eau ou un épuisement accéléré), (iii) la mise en valeur multizone (p. ex., le report de la mise en production d'une formation prometteuse jusqu'à ce que les zones déjà en production ne soient plus rentables), (iv) la possibilité qu'il soit nécessaire d'étaler un vaste programme de mise en valeur sur plusieurs années afin d'optimiser l'affectation des capitaux et l'utilisation des installations et (v) des questions relatives à l'accès en surface (propriétaires fonciers, conditions climatiques ou approbations des organismes de réglementation). Pour obtenir de plus amples renseignements, voir « *Facteurs de risque – Risques liés à notre entreprise et à nos activités* ».

Facteurs et incertitudes importants

Nous comptons de vastes réserves non mises en valeur prouvées et probables attribuées aux gisements de gaz de la région de Montney NE CB. La mise en production des puits de ces zones fait appel à une technique perfectionnée et coûteuse et à des dépenses en immobilisations considérables. Étant donné le prix courant déprimé du gaz naturel, bon nombre de ces puits ne sont pas rentables.

La révision à la baisse des prévisions quant au prix des produits de base par rapport à celles qui figurent dans le rapport GLJ pourrait également avoir une incidence défavorable sur la rentabilité de la mise en valeur des réserves non mises en valeur, à moins que l'on n'arrive à comprimer les frais de mise en valeur futurs de façon marquée.

Autre information concernant le pétrole et le gaz

Au 31 décembre 2011, notre portefeuille de propriétés comprenait des propriétés pétrolières et gazières faisant l'objet d'une exploitation concertée ou non. En règle générale, les propriétés renferment des réserves de longue durée dont le taux de déclin est faible et comportent des participations dans plusieurs vastes champs pétrolifères et gazifères.

Propriétés principales

Le texte qui suit décrit nos propriétés pétrolières et gazières principales au 31 décembre 2011. Les quantités des réserves sont indiquées au 31 décembre 2011, selon les hypothèses de la hausse des coûts et des prix, d'après l'évaluation du rapport GLJ (voir « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz* »). Les renseignements sur les acres bruts et les acres nets et le nombre de puits sont donnés au 31 décembre 2011 et les renseignements sur la production se rapportent à l'exercice terminé le 31 décembre 2011, sauf indication contraire. Étant donné que nous avons acquis un certain nombre de participations supplémentaires dans nos propriétés principales, la quote-part attribuable à notre intérêt économique direct et notre participation dans les acres et les puits bruts et nets au 31 décembre 2011 pourraient ne pas correspondre exactement à la production comptabilisée pour l'exercice, qui comprend seulement la production depuis la date à laquelle nous avons acquis ces intérêts et ces participations. Les estimations des réserves propres à chacune des propriétés pourraient ne pas être aussi certaines que les estimations des réserves attribuables à l'ensemble des propriétés en raison de l'effet du regroupement.

Toutes les propriétés qui sont décrites ci-après sont situées dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et dans les provinces canadiennes de Colombie-Britannique, d'Alberta ou de Saskatchewan. Les propriétés qui sont décrites ci-après comptent pour 80 % du total des réserves prouvées et probables brutes attribuées dans le rapport GLJ. Environ 60 % du total des réserves prouvées et probables brutes attribuées aux propriétés décrites sont situées dans la province de Colombie-Britannique. Il n'existe aucune autre propriété comptant à elle seule pour plus de 1,7 % du total des réserves prouvées et probables brutes attribuées dans le rapport GLJ. Sous réserve des renseignements qui sont présentés à la rubrique « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz – Renseignements supplémentaires sur les données relatives aux réserves – Réserves non mises en valeur prouvées et probables* », il n'existe aucune autre propriété importante à laquelle on aurait attribué des réserves qui, bien que susceptibles d'être exploitées, ne l'étaient pas au 31 décembre 2011, et il n'existe aucune disposition obligatoire ou prévue par la loi en matière de délaissement, de renonciation, de rétrocession ou de changement dans la propriété.

Réserves brutes et production brute de la Société en 2011

	Pétrole léger et de densité moyenne	Pétrole lourd	Gaz naturel	LGN	Équivalents de pétrole	Réserves prouvées	Réserves prouvées et probables	
	(b/j)	(b/j)	(Mpi ³ /j)	(b/j)	(bep/j)	(kbepe)	(kpebe)	(%)
Dawson ⁽¹⁾	-	-	133,6	632	22 900	112 370	173 695	30,3 %
Parkland-Tower	19	-	42,1	1 043	8 078	30 156	54 211	9,5 %
Ante Creek	2 777	42	23,9	639	7 440	29 974	47 165	8,2 %
Redwater	3 837	-	1,2	130	4 171	20 938	25 556	4,5 %
Concession Berrymoor Cardium	1 598	-	2,0	134	2 061	7 771	9 622	1,7 %
Montney Ouest	1	-	12,0	8	2 006	38 682	95 519	16,7 %
Lougheed	1 847	-	-	61	1 908	4 867	6 059	1,1 %
Concession North Pembina Cardium	1 556	-	1,0	90	1 806	11 211	13 075	2,3 %
Concession Weyburn	1 746	-	-	-	1 746	10 197	14 878	2,6 %
Attachie	-	-	-	-	-	5 987	15 953	2,8 %

(1) Y compris les réserves de la propriété Doe et la production qui en est tirée.

Dawson

La propriété Dawson est située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Nous exploitons cette propriété et y sommes propriétaires d'une participation foncière moyenne de 92,2 % dans environ 43 877 hectares bruts (40 444 hectares nets). Nous exploitons une vaste installation de compression qui se trouve dans la zone, où le gaz naturel et les liquides sont traités à une usine de gaz d'une capacité de 120 Mpi³/j que nous exploitons et à des installations de tiers. En 2011, la production brute qui a été tirée de cette zone s'est établie en moyenne à 22 901 bep/j de gaz naturel et de LGN provenant de 138 puits nets. En 2011, nous y avons foré 12 nouveaux puits. GLJ a attribué à cette zone des réserves prouvées brutes de 112 370 kbepe et des réserves prouvées et probables brutes de 173 695 kbepe de gaz naturel et de LGN, soit 30,3 % du total des réserves prouvées et probables brutes.

Parkland-Tower

La propriété Parkland-Tower est située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Nous sommes propriétaires d'une participation foncière moyenne de 74,5 % dans environ 29 728 hectares bruts (22 171 hectares nets). GLJ a attribué à cette zone des réserves prouvées brutes de 30 156 bep et des réserves prouvées et probables brutes de 54 211 kbepe, soit 9,5 % du total des réserves prouvées et probables brutes. Sur un exercice complet, la production brute qui a été tirée de cette zone s'est établie en moyenne à 8 078 bep/j de pétrole, de gaz naturel et de LGN provenant de 62 puits nets. En 2011, nous y avons foré 13 nouveaux puits. Nous exploitons une installation de compression et utilisons une usine de gaz que nous exploitons et des installations de tiers pour traiter le gaz naturel et les LGN.

Ante Creek

La propriété Ante Creek est située dans le nord-ouest de l'Alberta. Nous exploitons cette propriété et y sommes propriétaires d'une participation foncière moyenne de 97,5 % dans environ 80 608 hectares bruts (78 623 hectares nets). Notre production de pétrole est traitée à trois installations que nous exploitons et le gaz est traité à une usine que nous exploitons et à l'usine d'un tiers. En 2011, la production brute qui a été tirée de cette zone s'est établie en

moyenne à 7 440 bep/j de pétrole, de gaz naturel et de LGN provenant de 228 puits nets. En 2011, nous y avons foré 20 nouveaux puits. GLJ a attribué à cette zone des réserves prouvées brutes de 29 974 kbep et des réserves prouvées et probables brutes de 47 165 kbep de pétrole, de gaz naturel et de LGN, soit 8,2 % du total des réserves prouvées et probables brutes.

Redwater

La propriété Redwater est située dans le centre de l'Alberta. Nous exploitons cette propriété et y sommes propriétaires d'une participation foncière moyenne de 84,6 % dans environ 23 105 hectares bruts (19 550 hectares nets). Le pétrole et le gaz dissous sont traités à une installation centrale que nous exploitons. En 2011, la production brute qui a été tirée de cette zone s'est établie en moyenne à 4 177 bep/j de pétrole, de gaz naturel et de LGN provenant de 402 puits nets. En 2011, nous y avons foré 18 nouveaux puits. GLJ a attribué à cette zone des réserves prouvées brutes de 20 938 kbep et des réserves prouvées et probables brutes de 25 556 kbep de pétrole, de gaz naturel et de LGN, soit 4,5 % du total des réserves prouvées et probables brutes.

En 2011, ARC a poursuivi les activités de production au projet-pilote de RAP à Redwater. Le projet-pilote a été conçu en vue de confirmer si le récif Redwater était susceptible de bien réagir à l'injection de CO₂ et si des quantités supplémentaires de pétrole pourront être rassemblées et récupérées. La phase d'injection de CO₂ du projet-pilote est terminée; toutefois, les puits productifs demeurent sous observation. Avant de lancer la production commerciale, il faudra acquérir de grandes quantités de CO₂ selon des modalités favorables pour qu'il puisse être donné suite au projet de RAP à Redwater. Il n'est pas certain que le projet de RAP de Redwater progressera jusqu'à sa phase commerciale ni qu'il deviendra viable sur le plan économique.

Concession Berrymoor Cardium

La concession Berrymoor Cardium est située dans le centre de l'Alberta. Nous exploitons cette concession et y sommes propriétaires d'une participation de 73,3 %. Le pétrole est traité à des installations que nous exploitons et le gaz dissous est acheminé jusqu'à des installations de tiers. En 2011, la production brute qui a été tirée de cette concession s'est établie en moyenne à 2 061 bep/j de pétrole, de gaz naturel et de LGN provenant de 97 puits nets. En 2011, nous y avons foré deux nouveaux puits. GLJ a attribué à cette concession des réserves prouvées brutes de 7 771 kbep et des réserves prouvées et probables brutes de 9 622 kbep de pétrole, de gaz naturel et de LGN, soit 1,7 % du total des réserves prouvées et probables brutes.

Montney Ouest

La propriété Montney Ouest est située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Nous y sommes propriétaires d'une participation foncière moyenne de 79,9 % dans environ 25 671 hectares bruts (20 511 hectares nets). En 2011, nous y avons foré quatre nouveaux puits. GLJ a attribué à cette zone des réserves prouvées brutes de 38 682 kbep et des réserves prouvées et probables brutes de 95 519 kbep, soit 16,7 % du total des réserves prouvées et probables brutes. En 2011, la production brute qui a été tirée de cette zone s'est établie en moyenne à 2 007 bep/j de gaz naturel et de LGN et a été traitée à des installations de tiers.

Lougheed

La propriété Lougheed est située dans le sud-est de la Saskatchewan. Nous exploitons cette propriété et y sommes propriétaires d'une participation foncière moyenne de 87,0 % dans environ 6 487 hectares bruts (5 643 hectares nets). La production est traitée à des installations et à une usine de gaz que nous exploitons. En 2011, la production brute qui a été tirée de cette zone s'est établie en moyenne à 1 909 bep/j de pétrole et de LGN provenant de 123 puits nets. En 2011, nous y avons foré un nouveau puits. GLJ a attribué à cette zone des réserves prouvées brutes de 4 867 kbep et des réserves prouvées et probables brutes de 6 059 kbep de pétrole et de LGN, soit 1,1 % du total des réserves prouvées et probables brutes.

Concession North Pembina Cardium

La concession North Pembina Cardium est située dans le centre de l'Alberta. Nous exploitons cette concession et y sommes propriétaires d'une participation de 45,6 %. La production est traitée à deux installations de pétrole, à une

usine de gaz dissous que nous exploitons et à une usine de gaz dissous que nous n'exploitons pas. En 2011, la production brute qui a été tirée de cette concession s'est établie en moyenne à 1 806 bep/j de pétrole, de gaz naturel et de LGN provenant de 181 puits nets. En 2011, nous y avons foré cinq nouveaux puits. GLJ a attribué à cette concession des réserves prouvées brutes de 11 211 kbep et des réserves prouvées et probables brutes de 13 075 kbep de pétrole, de gaz naturel et de LGN, soit 2,3 % du total des réserves prouvées et probables brutes.

Concession Weyburn

La concession Weyburn est située dans le sud-est de la Saskatchewan. Cenovus Energy Inc. l'exploite et nous y sommes propriétaires d'un intérêt économique direct de 6,9 %. La concession fait actuellement l'objet d'une injection de CO₂ qui vise à optimiser la récupération du pétrole. En 2011, la production brute qui a été tirée de la concession s'est établie en moyenne à 1 749 bep/j de pétrole provenant de 48 puits nets. GLJ a attribué à cette concession des réserves prouvées brutes de 10 197 kbep et des réserves prouvées et probables brutes de 14 878 kbep de pétrole et de LGN, soit 2,6 % du total des réserves prouvées et probables brutes.

Attachie

La propriété Attachie est située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Nous y sommes propriétaires d'une participation foncière exclusive dans environ 30 707 hectares. GLJ a attribué à cette propriété des réserves prouvées brutes de 5 987 kbep et des réserves prouvées et probables brutes de 15 953 kbep, soit 2,8 % du total des réserves prouvées et probables brutes. En 2011, nous y avons foré trois puits Montney horizontaux et deux puits verticaux dans l'ensemble des terrains. À l'heure actuelle, nous évaluons la possibilité de démarrer la production à petite échelle au moyen d'installations de tiers. Dans cette zone, la mise en valeur à grande échelle nécessitera l'investissement de sommes considérables dans les infrastructures, y compris les pipelines et les installations de traitement.

Au 31 décembre 2011, notre portefeuille de propriétés comprenait des propriétés pétrolières et gazières faisant l'objet d'une exploitation concertée ou non. En règle générale, les propriétés renferment des réserves de longue durée dont le taux de déclin est faible et comportent des participations dans plusieurs vastes champs pétrolifères et gazéifères.

Ressources éventuelles estimatives

ARC a chargé GLJ d'évaluer, entre autres choses, ses ressources éventuelles rentables (au sens donné à ce terme ci-après) attribuables à notre intérêt économique direct dans ses propriétés situées dans la région de Montney NE CB, en date du 31 décembre 2011. Nous sommes propriétaires d'un intérêt économique direct moyen de 90 % dans ces propriétés. Le tableau qui suit présente les sommes arithmétiques des ressources éventuelles rentables estimatives de gaz naturel et de LGN qui figurent dans le rapport GLJ à l'égard de la participation d'ARC dans ses propriétés situées dans la région de Montney NE CB. Les méthodes d'évaluation que GLJ a employées sont conformes aux normes prévues dans la manuel COGE et le rapport GLJ est fondé sur les prix établis par GLJ en date du 1^{er} janvier 2012. Voir « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz – Définitions et notes complémentaires des tableaux sur les données relatives aux réserves* ».

On ne doit pas confondre les ressources éventuelles rentables estimatives et les réserves. Les lecteurs devraient consulter les définitions et les notes qui sont présentées ci-après. Les ressources de gaz naturel et de LGN réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations indiquées dans le tableau. Il n'est aucunement certain qu'il sera viable, sur le plan commercial, d'exploiter quelque partie que ce soit des ressources.

	Ressources éventuelles rentables estimatives ⁽¹⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾		
	Estimations basses ⁽²⁾	Meilleures estimations ⁽³⁾	Estimations élevées ⁽⁴⁾
Gaz naturel (Tpi ³)	2,5	4,1	5,7
LGN (Mb)	64,2	101,0	133,9

Notes

- (1) Le terme « **ressources éventuelles** » désigne, dans le manuel COGE, les quantités de pétrole qu'on estime, à une date donnée, pouvoir récupérer de gisements connus au moyen de techniques établies ou en cours d'élaboration, mais qui ne sont pas considérées actuellement comme récupérables d'un point de vue commercial en raison d'une ou de plusieurs éventualités. Les éventualités peuvent comprendre différents facteurs, notamment les questions d'ordre économique, juridique, environnemental, politique et réglementaire, ou l'absence de marché. On peut également classer à titre de « **ressources éventuelles** » les quantités découvertes récupérables qui ont été estimées pour un projet qui en est au début de l'étape de l'évaluation. Les ressources éventuelles sont également classées selon le degré de certitude rattaché aux estimations et peuvent être classées dans des sous-catégories selon le degré d'avancement du projet ou caractérisées selon leur statut économique. Les « **ressources éventuelles rentables** » sont les ressources éventuelles qui peuvent actuellement être récupérées de manière rentable.
- (2) Le terme « **estimations basses** » est une classification des ressources estimatives que le manuel COGE considère comme une estimation prudente de la quantité qui sera effectivement récupérée. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées excèdent les estimations basses. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, il devrait y avoir une probabilité de 90 % (P90) que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux estimations basses.
- (3) Le terme « **meilleures estimations** » est une classification des ressources estimatives que le manuel COGE considère comme la meilleure estimation de la quantité qui sera effectivement récupérée. Il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées soient supérieures ou inférieures aux meilleures estimations. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, il devrait y avoir une probabilité de 50 % (P50) que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux meilleures estimations.
- (4) Le terme « **estimations élevées** » est une classification des ressources estimatives que le manuel COGE considère comme une estimation optimiste de la quantité qui sera effectivement récupérée. Il est improbable que les quantités restantes effectivement récupérées excèdent les estimations élevées. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, il devrait y avoir une probabilité de 10 % (P10) que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux estimations élevées.
- (5) Selon le rapport GLJ et en date du 31 décembre 2011, et selon les volumes bruts de la Société.
- (6) Ces volumes correspondent aux sommes arithmétiques de nombreuses estimations des ressources éventuelles qui, selon les principes statistiques, pourraient donner une image trompeuse des volumes qui seront effectivement récupérés. Le lecteur doit prêter attention aux estimations établies pour chaque catégorie de ressources et tenir compte des diverses probabilités de récupération rattachées à chaque catégorie, comme il a été expliqué. Plus particulièrement, le lecteur doit garder à l'esprit que la probabilité de réalisation des estimations élevées est extrêmement faible, et celle des estimations basses, plutôt élevée.

Pour que les ressources éventuelles rentables puissent être récupérées, il faut poursuivre leur mise en valeur au moyen de l'exécution de programmes d'exploration et de mise en valeur pluriannuels et de dépenses en immobilisations considérables. Les risques principaux qui empêcheraient la récupération de réserves supplémentaires sont liés aux variations éventuelles de la qualité de la formation Montney pour laquelle les données relatives aux puits sont actuellement minimales, à l'accessibilité des capitaux nécessaires à la mise en valeur des ressources, à la faiblesse du prix du gaz naturel qui compromettrait la rentabilité de la mise en valeur et le rendement futur des puits, aux approbations requises des organismes de réglementation, à l'accessibilité des services requis à un coût abordable et à l'efficacité des techniques et des applications de fracturation.

Dans la région de Montney NE CB, les éventualités qui font que les ressources éventuelles rentables ne peuvent pas être classées parmi les réserves sont attribuables à la précocité du stade d'évaluation des occasions de mise en valeur éventuelles. Avant de s'engager à les mettre en valeur, ARC devra généralement obtenir d'autres résultats sur le forage, le conditionnement et les essais.

À la date d'évaluation, aucun projet de mise en valeur des ressources situées dans la région de Montney NE CB n'avait été établi. De tels projets, dans le cas de la région de Montney NE CB, ont toujours été mis en œuvre de manière séquentielle sur un certain nombre de saisons de forage; en outre, ils sont assujettis aux contraintes budgétaires annuelles, à la politique d'ARC qui consiste à effectuer des travaux de mise en valeur ordonnés et échelonnés, au moment où les infrastructures de tiers pourront être agrandies, aux attentes à court et à long terme d'ARC à l'égard du prix du gaz naturel, aux résultats des activités d'exploration et de mise en valeur d'ARC et de tiers dans la région et aux contraintes relatives à la capacité des infrastructures.

Voir « *Facteurs de risque – Risques liés à notre entreprise et à nos activités – L'estimation des quantités de réserves et de ressources de pétrole et de gaz naturel récupérables comporte de nombreuses incertitudes, y compris de nombreux facteurs qui sont indépendants de notre volonté* » à ce sujet.

Puits de pétrole et de gaz

Le tableau suivant indique le nombre et le statut des puits dans lesquels nous avons un intérêt économique direct au 31 décembre 2011.

	Puits de pétrole				Puits de gaz naturel			
	Exploités		Inexploités		Exploités		Inexploités	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	3 482	1 626	1 124	165	4 028	1 980	310	58
Colombie-Britannique	6	2	5	3	445	220	90	49
Saskatchewan	2 215	849	355	102	5 539	894	86	44
Manitoba	605	148	14	4	-	-	-	-
Total	6 308	2 625	1 498	274	10 012	3 094	486	151

Propriétés auxquelles aucune réserve n'a été attribuée

Le tableau suivant indique les terrains non mis en valeur que nous détenons au 31 décembre 2011.

	Terrains non mis en valeur (en hectares)	
	Bruts	Nets
Alberta	263 444	177 159
Colombie-Britannique	109 233	89 274
Manitoba	3 943	3 642
Saskatchewan	95 705	65 233
Total	472 325	335 308

Dans la région de Montney NE CB, nous détenons des terrains d'une superficie totale de 120 412 hectares bruts et de 105 672 hectares nets qui sont prometteurs à des degrés divers dans la formation Montney. Voir « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz – Autre information concernant le pétrole et le gaz – Propriétés principales – Dawson, Parkland-Tower, Montney Ouest, Attachie* » à ce sujet. La région de Montney NE CB a toujours été mise en valeur de manière séquentielle sur un certain nombre de saisons de forage; en outre, elle est assujettie aux contraintes budgétaires annuelles, à la politique d'ARC qui consiste à effectuer des travaux de mise en valeur ordonnés et échelonnés, au moment où les infrastructures de tiers pourront être agrandies, aux attentes à court et à long terme d'ARC à l'égard du prix du gaz naturel, aux résultats des activités d'exploration et de mise en valeur d'ARC et de tiers dans la région et aux contraintes relatives à la capacité des infrastructures.

Nous n'avons actuellement aucun engagement important lié à des travaux sur ces terrains. Aucun droit important sur nos terrains principaux n'est sur le point de s'éteindre.

Contrats à terme

Nous sommes exposés, dans le cours normal des affaires, aux risques inhérents au marché qui découlent de la fluctuation du prix des produits de base, des cours du change et des taux d'intérêt et avons recours à divers instruments dérivés pour atténuer ces risques. Nous sommes également exposés au risque que les contreparties à ces instruments dérivés soient en défaut. Nous gérons ce risque en diversifiant notre portefeuille d'instruments dérivés parmi un certain nombre de contreparties solvables et en surveillant leur situation sur le plan de la solvabilité.

En règle générale, conformément aux pouvoirs approuvés par le conseil d'administration, la direction d'ARC Ressources peut couvrir jusqu'à 55 % de la production prévue par bep pour une période maximale de deux ans. La direction peut également recourir aux instruments financiers en vue de diversifier le risque lié à l'emplacement et au moment de la vente. Outre ces pouvoirs accordés à la direction, le conseil d'administration peut approuver des opérations de couverture à l'égard d'un pourcentage supérieur de la production prévue ou des opérations de couverture à long terme permettant d'atténuer les risques liés aux dépenses en immobilisations importantes, y compris les acquisitions, et d'en protéger les paramètres économiques.

Le conseil d'administration compte un comité de gestion des risques, qui examine les politiques et les méthodes en matière de gestion des risques financiers et commerciaux, y compris les activités liées à notre programme de couverture, et encadre la direction en ces matières. Les membres de notre direction effectuent des opérations de couverture financière en vue d'atténuer les risques découlant de la fluctuation du prix du marché auxquels la Société est exposée, que ce soit en protégeant les prix, en ayant recours à des instruments dérivés ou à des échanges ou en diversifiant les risques liés aux prix conformément aux lignes directrices du conseil d'administration ou avec l'approbation de celui-ci dans certains cas.

Un sommaire des contrats sur instruments financiers et sur marchandises relatifs aux opérations de couverture figure à la note 16 intitulée « *Instruments financiers et gestion du risque de marché* » afférente à nos états financiers consolidés audités pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 et à la rubrique « *Gestion des risques et opérations de couverture* » de notre rapport de gestion pour les exercices terminés les 31 décembre 2011 et 2010, qui ont été déposés sur SEDAR, au www.sedar.com, sous le profil de la Société, cette note et cette rubrique étant intégrées à la présente notice annuelle par renvoi.

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

Le tableau suivant présente des renseignements sur les frais d'abandon et de remise en état futurs à l'égard des baux de surface, des puits, des installations et des pipelines que nous prévoyons engager pendant les périodes indiquées.

	Frais d'abandon et de remise en état augmentés de 2,0 % Non actualisés (en millions de dollars)	Frais d'abandon et de remise en état augmentés de 2,0 % Actualisés au taux de 10 % (en millions de dollars)
Total au 31 décembre 2011	1 365,7	61,6
Devant être payés en 2012	2,5	2,2
Devant être payés en 2013	2,2	2,0
Devant être payés en 2014	2,3	2,1

Nous serons responsables de notre part des obligations courantes en matière d'environnement et de la remise en état ultime des propriétés que nous détenons au moment de l'abandon. Nous estimons avoir une participation dans 8 436 puits nets qui devront être abandonnés et remis en état au cours des 61 prochaines années, la majeure partie des paiements devant être effectués pendant la période allant de 2061 à 2072. Nous prévoyons régler ces obligations courantes en matière d'environnement au moyen de nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Nous estimons actuellement que les obligations en matière d'abandon et de remise en état futures relatives à nos propriétés s'élèveront à environ 1 365,7 M\$, calculés en augmentant les coûts de 2 % par année (somme comptabilisée dans nos états financiers consolidés audités à titre d'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de 496,4 M\$, calculée en augmentant les coûts de 2 % par année et en les actualisant au taux pondéré de 2,5 %). On trouvera de plus amples renseignements à la note 14 de nos états financiers consolidés audités pour les exercices terminés les 31 décembre 2011 et 2010 et à la rubrique « *Obligations liées à la mise hors*

service d'immobilisations et fonds pour remise en état » de notre rapport de gestion correspondant, qui ont été déposés sur SEDAR, au www.sedar.com, cette note et cette rubrique étant intégrées par renvoi à la présente notice annuelle. En 2011, nous avons effectivement dépensé la somme de 8,4 M\$ (7,8 M\$ en 2010) au titre des activités d'abandon et de remise en état.

Nous avons pris des engagements relativement à un fonds affecté pour remise en état dans le cadre de l'acquisition de la propriété Redwater, aux termes desquels ARC Ressources a convenu avec le vendeur de la propriété Redwater de faire à ce fonds certains apports minimaux, qui totaliseront environ 110 M\$ sur une période de 50 ans, en vue de financer les obligations en matière d'environnement et de remise en état futures à l'égard de la propriété Redwater ou de dépenser certaines sommes minimales en vue de remplir ces obligations. Le premier apport au fonds affecté, qui a été effectué en 2006, s'est établi à 6,1 M\$. Au 31 décembre 2011, ARC y avait cotisé 33,7 M\$. Les apports au fonds affecté se poursuivront en diminuant progressivement jusqu'en 2055. Au 31 décembre 2011, le solde de ce fonds s'établissait à 26,9 M\$.

Nous évaluons les frais que nous devons engager pour abandonner et remettre en état la totalité de nos puits fermés et productifs, pipelines et installations. Aucune valeur de récupération estimative n'est déduite des frais estimatifs. Le modèle que nous avons utilisé pour évaluer le montant des frais d'abandon et de remise en état futurs et le moment où ceux-ci devront être engagés a été créé par zone d'exploitation. Les dépenses estimatives de chaque zone d'exploitation sont comparées à des données provenant de nombreuses sources, notamment les organismes de réglementation provinciaux, les groupes sectoriels et des entreprises de génie-conseil indépendantes, et aux données réelles provenant de nos activités d'exploitation. Tous les puits, les pipelines et les installations et tous les coûts connexes sont ensuite attribués à une région géographique précise, conformément à la méthode de l'Energy Resources Conservation Board.

Les frais d'abandon et de remise en état ont été évalués sur une période de 60 ans. Il est prévu que les frais d'abandon et de remise en état des installations seront engagés au cours de l'exercice suivant la fin de la durée de vie des réserves connexes.

Notre passif estimatif lié aux frais de remise en état des puits, des pipelines et des installations que GLJ n'a pas déduits dans l'estimation des produits d'exploitation nets futurs du rapport GLJ s'établit à 1 065,7 M\$ (les frais augmentant de 2 % et n'étant pas actualisés) et à 11,6 M\$ (les frais augmentant de 2 % et étant actualisés au taux de 10 %). GLJ n'a déduit que les frais d'abandon relatifs aux puits comportant des réserves dans l'estimation des produits d'exploitation nets futurs.

Horizon fiscal

La Société prévoit affecter ses rentrées de fonds au financement d'une partie des dépenses en immobilisations, des remboursements de dettes périodiques, des frais de remise en état des lieux et des sommes à verser aux actionnaires sous forme de dividendes. La charge d'impôts d'ARC est assujettie aux taux d'imposition ordinaires des sociétés. Le revenu imposable varie selon le total des produits et des charges et selon la variation du prix des produits de base, des coûts et des déductions demandées au titre des comptes fiscaux cumulés et des comptes fiscaux rattachés aux dépenses engagées en cours d'exercice. ARC a cumulé des comptes fiscaux de 2,7 G\$ aux fins de l'impôt fédéral. Selon les perspectives actuelles du prix à terme des produits de base et les prévisions relatives aux volumes de production établies au moyen d'un modèle, ARC prévoit être dans l'obligation de payer des impôts en 2012.

Dépenses en immobilisations

Le tableau suivant résume les dépenses en immobilisations (déduction faite des mesures incitatives et de certains produits et y compris les frais généraux et administratifs capitalisés) liées à nos activités pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

	2011 (en millions de dollars)
Frais d'acquisition de propriétés ⁽¹⁾	
Propriétés comportant des réserves prouvées	(142,5)
Propriétés comportant des réserves non mises en valeur	31,2
Frais d'exploration ⁽²⁾	106,7
Frais de mise en valeur ⁽³⁾	605,8
Dépenses en immobilisations d'entreprise	13,5
Total	<u>614,7</u>

Notes

- (1) Indique les frais d'acquisition, déduction faite des aliénations et des échanges de propriétés.
- (2) Comprend le coût des terrains acquis (54,4 M\$), les dépenses en immobilisations d'ordre géologique et géophysique et les frais de forage des puits d'exploration forés en 2011.
- (3) Comprend le coût des terrains acquis (20,5 M\$), les dépenses en immobilisations relatives à la mise en valeur et aux installations et les frais de forage des puits de développement forés en 2011.

Activités d'exploration et de mise en valeur

Le tableau suivant présente les puits d'exploration et de développement bruts et nets au forage desquels nous avons participé au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

	Puits d'exploration		Puits de développement		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Puits de pétrole léger et de densité moyenne	9	8	193	125	202	133
Puits de pétrole lourd	-	-	7	-	7	-
Puits de gaz naturel	-	-	48	22	48	22
Puits de service	-	-	55	6	55	6
Puits secs	4	4	9	5	13	9
Total	<u>13</u>	<u>12</u>	<u>312</u>	<u>158</u>	<u>325</u>	<u>170</u>

Pour 2012, ARC Resources a prévu un programme de dépenses en immobilisations ambitieux de 760 M\$. Le programme comprend les frais de mise en valeur de l'actif principal de la Société, y compris les zones Ante Creek, Pembina, Parkland-Tower et Attachie ainsi que les zones du sud-est de la Saskatchewan et du Manitoba. Notre programme d'immobilisations peut varier en cours d'exercice en fonction du prix du pétrole et du gaz naturel et il n'est pas certain que les sommes qui y sont prévues seront dépensées en totalité ou en partie de la manière prévue. En outre, des dépenses en immobilisations pourraient être consacrées à l'acquisition de terrains non mis en valeur ou de réserves de pétrole et de gaz naturel. Voir « *Facteurs de risque – Risques liés à notre entreprise et à nos activités* » à ce sujet.

Production estimative

Le tableau suivant présente le volume de notre production estimative pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2012, qui est pris en considération dans l'estimation des réserves prouvées brutes et des réserves probables brutes présentée dans les tableaux figurant à la rubrique « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz – Présentation des données relatives aux réserves* ».

	Pétrole léger de densité moyenne (b/j)		Pétrole lourd (b/j)		Gaz naturel (kpi ³ /j)		LGN (b/j)		Total (bep/j)	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
Total des réserves prouvées										
Dawson	0	0	0	0	157 828	133 533	781	667	27 085	22 923
Autres propriétés	<u>26 561</u>	<u>22 710</u>	<u>723</u>	<u>750</u>	<u>166 416</u>	<u>146 612</u>	<u>3 978</u>	<u>3 059</u>	<u>59 000</u>	<u>50 954</u>
Total des réserves prouvées	<u>26 561</u>	<u>22 710</u>	<u>723</u>	<u>750</u>	<u>324 244</u>	<u>280 145</u>	<u>4 759</u>	<u>3 726</u>	<u>86 085</u>	<u>73 877</u>
Total des réserves prouvées et probables										
Dawson	0	0	0	0	159 668	135 667	790	678	27 401	23 289
Autres propriétés	<u>29 558</u>	<u>25 412</u>	<u>738</u>	<u>771</u>	<u>177 785</u>	<u>156 852</u>	<u>4 476</u>	<u>3 513</u>	<u>64 402</u>	<u>55 837</u>
Total des réserves prouvées et probables	<u>29 558</u>	<u>25 412</u>	<u>738</u>	<u>771</u>	<u>337 453</u>	<u>292 519</u>	<u>5 266</u>	<u>4 191</u>	<u>91 803</u>	<u>79 126</u>

Les estimations des réserves de chacune des propriétés pourraient ne pas être aussi certaines que les estimations des réserves de l'ensemble des propriétés en raison de l'effet du regroupement.

Historique de production

Le tableau suivant résume certains renseignements relatifs à notre production, aux prix auxquels celle-ci a été vendue, aux redevances versées, aux frais d'exploitation et aux rentrées nettes en résultant pour les périodes indiquées ci-après.

(6:1)	Trimestre terminé en 2011				Exercice terminé en 2011
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	
Production quotidienne moyenne ⁽¹⁾					
Pétrole brut léger et de densité moyenne (b/j)	27 180	25 174	25 163	27 627	26 284
Pétrole lourd (b/j)	928	964	861	843	874
Gaz (Mpi ³ /j)	246,4	311,8	327,4	355,3	310,6
LGN (b/j)	4 706	4 355	4 593	4 333	4 496
Cumul (bep/j)	73 880	82 367	85 178	92 021	83 416
Prix de vente net moyen de la production					
Pétrole brut léger et de densité moyenne (\$/b)	82,74	97,75	86,66	93,22	90,05
Pétrole lourd (\$/b)	68,56	78,59	65,87	80,60	73,29
Gaz (\$/kpi ³)	4,05	4,05	3,88	3,43	3,83
LGN (\$/b)	61,54	73,61	67,56	76,68	69,68
Cumul (\$/bep)	48,83	50,02	44,89	45,69	47,24
Redevances versées					
Pétrole brut léger et de densité moyenne (\$/b)	13,28	18,17	14,99	16,30	15,67
Pétrole lourd (\$/b)	7,57	9,20	8,60	8,17	8,37
Gaz (\$/kpi ³)	0,23	0,22	0,36	0,41	0,31
LGN (\$/b)	15,81	17,48	18,47	21,58	18,30
Cumul (\$/bep)	6,81	7,40	6,90	7,60	7,20

(6:1)	Trimestre terminé en 2011				Exercice terminé en 2011
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	
Frais d'exploitation ⁽²⁾⁽³⁾					
Pétrole brut léger et de densité moyenne (\$/b)	15,71	14,45	16,83	16,13	15,98
Pétrole lourd (\$/b)	16,26	12,18	18,72	20,28	16,80
Gaz (\$/kpi ³)	1,08	1,10	1,16	1,05	1,07
LGN (\$/b)	8,79	9,87	10,02	6,28	9,08
Cumul (\$/bep)	10,12	9,22	10,13	9,40	9,70
Frais de transport payés					
Pétrole brut léger de densité moyenne (\$/b)	0,49	0,43	0,75	0,61	0,57
Pétrole lourd (\$/b)	1,41	2,23	1,79	1,74	1,78
Gaz (\$/kpi ³)	0,27	0,29	0,26	0,24	0,26
LGN (\$/b)	0,44	0,28	0,30	0,51	0,38
Cumul (\$/bep)	1,10	1,25	1,24	1,14	1,18
(Perte) gain découlant de contrats sur produits de base					
Pétrole brut léger et de densité moyenne (\$/b)	0,36	(9,62)	2,42	(3,82)	(3,87)
Pétrole lourd (\$/b)	-	-	-	-	-
Gaz (\$/kpi ³)	1,03	0,89	0,89	0,89	0,92
LGN (\$/b)	-	-	-	-	-
Cumul (\$/bep)	3,58	0,44	4,13	2,28	2,18
Rentrées nettes touchées ⁽⁴⁾					
Pétrole brut léger et de densité moyenne (\$/b)	54,62	55,08	56,51	56,36	53,96
Pétrole lourd (\$/b)	43,32	54,98	36,76	50,41	46,34
Gaz (\$/kpi ³)	3,50	3,33	2,99	2,62	3,11
LGN (\$/b)	36,50	45,98	38,77	48,31	41,92
Cumul (\$/bep)	34,38	32,59	30,75	29,83	31,34

Notes

- (1) Sans déduire les redevances.
- (2) Les frais d'exploitation sont constitués des frais directs engagés pour exploiter les puits de pétrole et de gaz. Un certain nombre d'hypothèses ont été posées aux fins de la répartition de ces frais entre la production de pétrole, de gaz naturel et de LGN.
- (3) La récupération des frais d'exploitation liés aux propriétés exploitées a été exclue des frais d'exploitation et comptabilisée à titre de réduction des frais généraux et administratifs.
- (4) Les rentrées nettes sont calculées en soustrayant des produits d'exploitation les redevances, les frais d'exploitation, les frais de transport et les pertes (les gains) découlant de contrats sur produits de base.

Les zones Dawson, Parkland-Tower, Ante Creek et Redwater comptent respectivement pour environ 27 %, 10 %, 9 % et 5 % du total de la production indiquée ci-dessus. Voir « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz – Autre information concernant le pétrole et le gaz – Propriétés principales* » à ce sujet.

Arrangements de commercialisation

Gaz naturel

En 2011, nous avons poursuivi notre stratégie de commercialisation qui consiste à conserver le degré élevé de contrôle direct que nous exerçons sur les arrangements de commercialisation et de transport de notre production de gaz naturel ainsi qu'à diversifier davantage les arrangements en question.

En 2011, le prix du gaz naturel que nous avons reçu s'est établi en moyenne à 3,83 \$ par kpi³, sans tenir compte des opérations de couverture, par rapport à 4,21 \$ par kpi³, sans tenir compte des opérations de couverture, en 2010. Notre portefeuille a obtenu en moyenne au cours de l'année le prix de l'indice AECO quant à 72 % de la production totale, le prix indexé de la station 2 de l'Ouest canadien, quant à 20 %, le prix de valorisation des regroupements, quant à 4 %, et le prix de l'indice de Chicago, quant à 4 %.

Notre portefeuille de gaz naturel commercialisable est axé sur les marchés liquides et des modalités de fixation des prix qui nous permettent de réduire la volatilité du prix du gaz naturel et de stabiliser le flux des produits d'exploitation. Nous nous efforçons également d'utiliser de façon intensive la capacité de transport par pipeline et de traitement ayant fait l'objet de contrats.

Pétrole brut et LGN

En 2011, notre production de liquides s'est composée à environ 52 % de pétrole brut léger (densité supérieure à 35 °API), à 31 % de pétrole brut de densité moyenne (de 25 à 35 °API), à 3 % de pétrole brut lourd (densité inférieure à 25 °API) et à 14 % de condensat et de LGN.

En 2011, nos prix de vente se sont établis en moyenne à 90,05 \$ le baril de pétrole brut léger et de densité moyenne, à 73,29 \$ le baril de pétrole brut lourd et à 69,68 \$ le baril de condensat et de LGN, comparativement à 74,33 \$ le baril de pétrole brut léger et de densité moyenne, à 63,88 \$ le baril de pétrole brut lourd et à 53,98 \$ le baril de LGN, respectivement, en 2010.

Au cours du premier trimestre de 2012, en raison de la hausse de l'offre de pétrole au Canada et aux États-Unis, du taux d'indisponibilité supérieur à la normale des raffineries et de la congestion des pipelines aux États-Unis, les producteurs canadiens ont réalisé des prix nettement inférieurs par rapport au prix du pétrole brut WTI. Cette baisse de prix nous a empêchés de réaliser le plein potentiel économique de notre production. Pour obtenir de plus amples renseignements sur l'accessibilité aux pipelines, voir « *Facteurs de risque – Risques liés à notre entreprise et à nos activités – Les installations de collecte et de traitement et les réseaux de transport par pipeline sont exposés à certains risques et, dans certaines circonstances, pourraient avoir une incidence défavorable sur les sommes que nous touchons pour le pétrole et le gaz naturel que nous vendons* ».

Notre pétrole brut est vendu aux termes de contrats de durées variables pouvant aller jusqu'à un an, selon la sensibilité des prix aux fluctuations du marché, tandis que les LGN sont vendus aux termes d'arrangements annuels. Nous surveillons constamment l'évolution des prix de référence du pétrole brut et des LGN dans le secteur afin d'optimiser nos rentrées nettes.

CAPITAL-ACTIONS D'ARC RESOURCES

Le capital-actions autorisé d'ARC Resources se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale (dans les présentes, les « **actions ordinaires** ») et de 50 000 000 d'actions privilégiées sans valeur nominale pouvant être émises en séries. Au 31 décembre 2011, ARC Resources comptait 288 895 582 actions ordinaires en circulation; aucune action privilégiée n'était en circulation.

Le texte qui suit résume les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions rattachés aux titres d'ARC Resources.

Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit d'être convoqués aux assemblées des actionnaires de la Société (sauf les assemblées des porteurs d'une autre catégorie ou série d'actions de la Société), d'y assister et d'y exprimer une voix par action qu'ils détiennent.

Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir les dividendes qui sont déclarés par le conseil d'administration de la Société sur les actions ordinaires en tant que catégorie, sous réserve du règlement prioritaire de tous les droits privilégiés aux dividendes rattachés aux actions des autres catégories d'actions de la Société ayant priorité de rang sur les actions ordinaires en ce qui concerne le droit aux dividendes.

En cas de liquidation ou de dissolution de la Société, volontaire ou non, ou de toute autre répartition de l'actif de la Société entre ses actionnaires aux fins de la liquidation de ses affaires, et sous réserve du règlement prioritaire de tous les droits privilégiés au remboursement du capital en cas de dissolution rattachés aux actions des autres catégories d'actions de la Société ayant priorité de rang sur les actions ordinaires en ce qui concerne le remboursement du capital en cas de dissolution, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de toucher une part

proportionnelle, par rapport aux porteurs des actions de toutes les autres catégories d'actions de la Société qui sont de rang égal aux actions ordinaires en ce qui concerne le remboursement du capital en cas de dissolution, de l'actif de la Société pouvant être réparti.

Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises à quelque moment que ce soit en une ou plusieurs séries. Avant que des actions d'une série particulière soient émises, le conseil doit, par voie de résolution, fixer le nombre d'actions qui en feront partie et, sous réserve des restrictions énoncées dans les statuts d'ARC Resources, par voie de résolution, fixer l'appellation de la série et établir les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions qui y seront rattachés, y compris, sans restreindre de quelque manière que ce soit la portée générale de ce qui précède, le taux, le montant ou la méthode de calcul des dividendes sur les actions de cette série, le moment et le lieu du versement des dividendes, la contrepartie payable en cas d'achat à des fins d'annulation, de rachat au gré du porteur ou de rachat au gré d'ARC Resources et les modalités d'un tel achat, les droits de conversion et d'échange (le cas échéant), que ce soit en vue d'obtenir des titres d'ARC Resources ou une autre contrepartie, les droits de vote s'y rattachant (le cas échéant), les modalités des régimes d'achat d'actions ou de retraite ou d'un fonds d'amortissement, et les restrictions applicables au versement de dividendes sur des actions autres que les actions privilégiées, au remboursement du capital sur quelque action que ce soit du capital-actions d'ARC Resources ou à la création ou à l'émission de titres d'emprunt ou de participation. Nonobstant ce qui précède, sauf si les dividendes stipulés à l'égard d'une série d'actions privilégiées ne sont pas déclarés ou versés, les porteurs d'actions privilégiées ne pourront exercer qu'un droit de vote par action privilégiée aux assemblées auxquelles ils votent ensemble avec les porteurs d'actions ordinaires en tant que catégorie unique.

Les actions privilégiées ont pour but de procurer à ARC Resources une certaine marge de manœuvre sur le plan du financement et non de servir à empêcher la réalisation d'offres publiques d'achat. ARC Resources confirme qu'elle n'émettra pas d'actions privilégiées à cette fin sans avoir obtenu au préalable le consentement des actionnaires.

AUTRES RENSEIGNEMENTS SUR NOTRE ENTREPRISE

Emprunts

Nous pouvons contracter des emprunts afin de financer l'achat de propriétés, d'engager des dépenses en immobilisations ou de remplir d'autres obligations financières ou d'engager d'autres dépenses à l'égard des propriétés que nous détenons ou aux fins de notre fonds de roulement. Notre politique en matière d'emprunts exige que la direction s'assure à chaque trimestre, sous réserve de l'examen du conseil d'administration d'ARC Resources, que notre degré d'endettement est approprié.

Nos facilités de crédit se composent d'une facilité de crédit bancaire et de billets à long terme émis à de grandes institutions financières. Nous pouvons décider de rembourser une partie de notre dette au moyen de l'une de ces sources et contracter des emprunts auprès d'autres parties afin de réduire les frais d'emprunt et d'accroître notre marge de manœuvre financière.

Le coût du service de la dette relative aux emprunts attribuables à nos propriétés, y compris les fonds que nous empruntons nos filiales, est déduit aux fins du calcul du revenu. Le remboursement de la dette est échelonné dans la mesure du possible de façon à réduire au minimum l'impôt sur le revenu payable, le cas échéant, par ARC Resources.

Au 31 décembre 2011, nous disposons de facilités de crédit composées d'une facilité de crédit de 1 G\$ CA consentie par un consortium de grandes banques à charte, d'une facilité relative au fonds de roulement de 25 M\$ CA et d'une facilité sous forme de lettre de crédit de 25 M\$ CA consentie par le mandataire de ce consortium et de billets de premier rang en circulation d'un capital de 402,0 M\$ US et de 29 M\$ CA. Des billets de premier rang d'un capital supplémentaire de 118,8 M\$ US pouvaient être émis aux termes de la convention préalable cadre de 225 M\$ US conclue avec une grande société d'assurances (la « **convention préalable cadre** »). Au 31 décembre 2011, la dette nette d'ARC totalisait 909,7 M\$ CA, dont 761,7 M\$ CA au titre de la dette à long terme et 148,0 M\$ CA au titre du fonds de roulement déficitaire.

Les sommes prélevées sur la facilité de crédit consortiale portent intérêt au taux préférentiel bancaire ou, au gré d'ARC, au taux des acceptations bancaires libellées en dollars canadiens ou au taux des prêts au TIOL libellés en dollars américains majoré d'une commission d'attente. Au gré d'ARC, les prêteurs reverront la facilité de crédit chaque année et décideront s'ils prolongent la période de quatre ans renouvelable d'une année supplémentaire. Dans l'éventualité où la durée de la facilité de crédit ne serait pas prolongée à quelque moment que ce soit avant la date d'échéance, l'emprunt deviendrait remboursable à la date d'échéance. La date d'échéance de la facilité de crédit actuelle est le 3 août 2015. ARC Resources peut prélever la tranche inutilisée des crédits prévus par la convention préalable cadre à quelque moment que ce soit. Cette option vient actuellement à échéance en avril 2012, mais est sur le point d'être renouvelée pour une durée supplémentaire de trois ans. ARC Resources peut émettre des billets de premier rang à un taux égal à celui des bons du Trésor américain correspondant à la durée des billets, rajusté de manière appropriée pour tenir compte du risque de crédit au moment de l'émission. Les billets de premier rang ont été émis en huit tranches et portent intérêt à un taux fixe. Chaque tranche exige certains remboursements de capital avant sa date d'échéance définitive. Les conditions financières principales qui régissent les facilités de crédit renouvelables sont les suivantes :

- la dette à long terme et les lettres de crédit ne doivent pas excéder le triple du bénéfice net des 12 derniers mois, sans tenir compte des éléments hors trésorerie et des intérêts débiteurs;
- la dette à long terme, les lettres de crédit et la dette subordonnée ne doivent pas excéder le quadruple du bénéfice net des 12 derniers mois, sans tenir compte des éléments hors trésorerie et des intérêts débiteurs;
- la dette à long terme et les lettres de crédit ne doivent pas excéder 50 % des capitaux propres et de la dette à long terme, des lettres de crédit et de la dette subordonnée.

ARC Resources respecte, à tous les égards importants, les modalités des conventions qui régissent les facilités de crédit décrites ci-dessus.

Les facilités de crédit et les billets de premier rang sont de rang égal et comportent des dispositions qui restreignent le versement de dividendes aux actionnaires si certains cas de défaut se produisent. La convention de crédit consortiale, les conventions relatives aux billets et la convention préalable cadre sont décrites à la rubrique « *Contrats importants* » et ont été déposées sur SEDAR, au www.sedar.com. Il y a lieu de se reporter à ce sujet à la note 13 de nos états financiers consolidés audités pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, qui est intégrée par renvoi à la présente notice annuelle et qui a été déposée sur SEDAR, au www.sedar.com, sous le profil de la Société.

Voir « *Facteurs de risque – Risques liés à notre entreprise et à nos activités* ».

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions ordinaires facultatif

Un régime a été établi de façon à offrir aux actionnaires qui sont résidents du Canada (au sens de la loi de l'impôt) un moyen de réinvestir les dividendes en achetant des actions ordinaires supplémentaires.

ADMINISTRATEURS ET HAUTS DIRIGEANTS

Le tableau suivant présente le nom, le lieu de résidence, le poste et l'occupation principale de chacun des administrateurs et des dirigeants d'ARC Resources au 31 décembre 2011.

Nom et lieu de résidence	Poste et date d'entrée en fonction comme administrateur	Occupation principale
Mac H. Van Wielingen ⁽¹⁾ Calgary (Alberta) Canada	Président du conseil et administrateur depuis le 3 mai 1996	Coprésident du conseil d'ARC Financial Corporation (société de gestion de placements)
Walter DeBoni Calgary (Alberta) Canada	Vice-président du conseil et administrateur depuis le 26 juin 1996	Homme d'affaires indépendant

Nom et lieu de résidence	Poste et date d'entrée en fonction comme administrateur	Occupation principale
John P. Dielwart Calgary (Alberta) Canada	Chef de la direction et administrateur depuis le 3 mai 1996	Chef de la direction d'ARC Resources
Fred J. Dymont Calgary (Alberta) Canada	Administrateur depuis le 17 avril 2003	Homme d'affaires indépendant
Timothy J. Hearn Calgary (Alberta) Canada	Administrateur depuis le 22 juin 2011	Homme d'affaires indépendant
James C. Houck Calgary (Alberta) Canada	Administrateur depuis le 14 février 2008	Président et chef de la direction de The Churchill Corporation
Michael M. Kanovsky Calgary (Alberta) Canada	Administrateur depuis le 3 mai 1996	Homme d'affaires indépendant
Harold N. Kvisle Calgary (Alberta) Canada	Administrateur depuis le 20 mai 2009	Homme d'affaires indépendant
Kathleen M. O'Neill Toronto (Ontario) Canada	Administratrice depuis le 1 ^{er} juin 2009	Femme d'affaires indépendante
Herbert C. Pinder fils Saskatoon (Saskatchewan) Canada	Administrateur depuis le 1 ^{er} janvier 2006	Homme d'affaires indépendant
Myron M. Stadnyk Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de l'exploitation	Président et chef de l'exploitation d'ARC Resources
Steven W. Sinclair Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal et chef des finances	Vice-président principal et chef des finances d'ARC Resources
David P. Carey Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal, Marchés des capitaux	Vice-président principal, Marchés des capitaux d'ARC Resources
Cameron S. Kramer Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal, Exploitation	Vice-président principal, Exploitation d'ARC Resources
Terry Gill Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal, Services généraux	Vice-président principal, Services généraux d'ARC Resources
Terry M. Anderson Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal, Ingénierie	Vice-président principal, Ingénierie d'ARC Resources
P. Van R. Dafoe Calgary (Alberta) Canada	Vice-président principal, Finances	Vice-président principal, Finances d'ARC Resources
Jay Billesberger Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Technologie de l'information	Vice-président, Technologie de l'information d'ARC Resources
George Gervais Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Expansion des affaires	Vice-président, Expansion des affaires d'ARC Resources
Neil Groeneveld Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Sciences de la terre	Vice-président, Sciences de la terre d'ARC Resources

Nom et lieu de résidence	Poste et date d'entrée en fonction comme administrateur	Occupation principale
Wayne Lentz Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Planification stratégique	Vice-président, Planification stratégique d'ARC Resources
Al Roberts Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Production	Vice-président, Production d'ARC Resources
Allan R. Twa Calgary (Alberta) Canada	Secrétaire	Associé au sein de Burnet, Duckworth & Palmer LLP (avocats)

Notes

- (1) M. Van Wielingen est membre et président du conseil d'ARC Resources et a siégé au conseil de Gauntlet Energy Corporation qui, le 17 juin 2003, a demandé la protection contre ses créanciers garantis en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* et qui, en décembre 2003, a été acquise par Ketch Resources Ltd.
- (2) Le mandat de chaque administrateur se termine à la prochaine assemblée annuelle d'ARC Resources, qui doit avoir lieu le 15 mai 2012.
- (3) Le tableau qui suit donne la composition des comités du conseil d'administration au 31 décembre 2011.

Nom de l'administrateur	Comité d'audit	Comité des réserves	Comité de gestion des risques	Comité des ressources humaines et de la rémunération	Comité de révision et de gouvernance	Comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement
<i>Administrateurs externes indépendants</i>						
Mac H. Van Wielingen			√	√	√	
Walter DeBoni	√		√		Président	
Fred J. Dymont	Président	√	√			
Timothy J. Hearn						
James C. Houck	√	Président				√
Michael M. Kanovsky		√	Président		√	
Harold N. Kvisle						Président
Kathleen M. O'Neill	√			√		
Herbert C. Pinder fils				Président	√	√

À l'exception des personnes suivantes, les dirigeants et les administrateurs ont occupé le poste indiqué à titre d'occupation principale au cours des cinq dernières années. Avant février 2009, John P. Dielwart était président et chef de la direction d'ARC Resources. Avant avril 2008, Timothy Hearn était chef de la direction et président du conseil de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée. Avant octobre 2007, James Houck était président et chef de la direction et l'un des administrateurs de Western Oil Sands Ltd. Avant juillet 2010, Harold N. Kvisle était président et chef de la direction de TransCanada Corporation et de TransCanada Pipelines Ltd. Avant février 2009, Myron M. Stadnyk était vice-président principal et chef de l'exploitation d'ARC Resources. Avant septembre 2011, Cameron S. Kramer était vice-président principal, Activités nord-américaines de Canadian Natural Resources Limited. Avant juillet 2011, Terry M. Anderson était vice-président, Ingénierie d'ARC Resources et avant mai 2010, vice-président, Exploitation de celle-ci. Avant juillet 2011, P. Van R. Dafoe était vice-président, Finances d'ARC Resources, avant mars 2010, vice-président et trésorier de celle-ci et, avant juillet 2007, trésorier de celle-ci. Avant septembre 2007, Terry Gill était vice-président principal, Ressources humaines de Superior Propane. Avant juillet 2011, Jay Billesberger était directeur, Technologie de l'information. Avant juillet 2011, George Gervais était vice-président, Expansion des affaires d'ARC Resources et, avant mars 2010, directeur, Expansion des affaires de celle-ci. Avant juillet 2008, Neil Groeneveld était directeur, Géologie d'ARC Resources. Avant juillet 2011, Wayne Lentz était directeur, Planification stratégique d'ARC Resources. Avant septembre 2011, Al Roberts était vice-président, Exploitation d'ARC Resources et, avant mai 2010, directeur, Activités du sud de celle-ci.

Le texte qui suit décrit brièvement les antécédents professionnels des dirigeants d'ARC Resources.

John P. Dielwart, B. Sc., ing.

M. Dielwart est chef de la direction d'ARC Resources et assume la responsabilité globale de la gestion d'ARC Resources. Avant de se joindre à ARC en 1996, M. Dielwart a été pendant 12 ans vice-président principal et membre du conseil d'une grande entreprise de consultation en techniques d'exploitation du pétrole et du gaz de Calgary, où il a acquis une connaissance approfondie des aspects techniques des propriétés pétrolières et gazières de l'Ouest canadien. M. Dielwart est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie civil avec distinction de l'Université de Calgary. Il siège au conseil d'ARC depuis 1996 et a déjà présidé le conseil des gouverneurs de l'Association canadienne des producteurs pétroliers.

Myron M. Stadnyk, ing.

M. Stadnyk est le président et chef de l'exploitation d'ARC Resources et est responsable de tous les aspects de la gestion de la production et de l'exploitation courantes et des stratégies en la matière d'ARC. Il compte plus de 25 ans d'expérience dans le secteur pétrolier et gazier. Avant de se joindre à ARC en 1997, M. Stadnyk a travaillé au sein d'une grande société pétrolière et gazière, où il s'occupait des activités nationales et internationales. Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie mécanique de l'Université de la Saskatchewan et diplômé du programme d'études supérieures en gestion de la Harvard Business School. M. Stadnyk est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba et de la Colombie-Britannique et il est actuellement gouverneur de l'Association canadienne des producteurs pétroliers.

Steven W. Sinclair, B. Comm., CA

M. Sinclair est vice-président principal et chef des finances d'ARC Resources et supervise toutes les affaires financières et comptables. Il compte plus de 25 ans d'expérience en finances, en comptabilité et en fiscalité dans le secteur pétrolier et gazier. M. Sinclair s'est joint à ARC en 1996. Il est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université de Calgary et a obtenu son titre de comptable agréé en 1981. M. Sinclair est membre de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta et de l'Institut Canadien des Comptables Agréés.

David P. Carey, ing., M.B.A.

M. Carey est vice-président principal, Marchés des capitaux d'ARC Resources. Il est chargé de tous les aspects des relations avec les épargnants et de la gouvernance. M. Carey compte plus de 25 ans d'expérience diversifiée dans les secteurs de l'énergie au Canada et à l'échelle internationale dans les domaines de l'exploration, de la production et de l'évaluation de projets. Avant de se joindre à ARC en 2001, M. Carey a occupé des postes de direction au sein d'Athabasca Oil Sands Trust et d'une société pétrolière et gazière canadienne d'envergure. Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie géologique et d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université Queen. M. Carey est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists de l'Alberta.

Cameron S. Kramer, ing.

M. Kramer est vice-président principal, Exploitation d'ARC Resources et supervise tous les aspects des activités d'exploitation d'ARC, y compris l'exécution des travaux d'immobilisations et les activités sur le terrain. Il compte plus de 20 ans d'expérience dans le secteur pétrolier et gazier d'Amérique du Nord. Avant de se joindre à ARC en 2011, M. Kramer a travaillé auprès d'une société pétrolière et gazière d'envergure à titre de vice-président principal, Activités nord-américaines. M. Kramer possède une vaste expérience en matière d'exploitation et à titre de dirigeant. Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie chimique et pétrolier de l'Université de Calgary et il est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists de l'Alberta.

Terry Gill, B. Éd. Phys.

M. Gill est vice-président principal, Services généraux d'ARC Resources et supervise toutes les activités liées aux ressources humaines, à la technologie de l'information et aux services de bureau. Avant de se joindre à ARC en 2007, M. Gill a passé huit ans au sein d'une société de distribution nationale importante à titre de dirigeant. Il a

également passé 10 ans dans le secteur pétrolier et gazier et a une vaste expérience de tous les aspects de la gestion des compétences. M. Gill est titulaire d'un baccalauréat en éducation physique avec spécialisation en leadership d'entraînement de l'Université d'Alberta et a entraîné des athlètes de haut calibre faisant partie de l'élite sportive.

Terry M. Anderson, ing.

M. Anderson est vice-président principal, Ingénierie d'ARC Resources et est responsable de toutes les activités liées à l'ingénierie et aux coentreprises d'ARC. Il compte plus de 18 ans d'expérience dans les domaines de l'exploitation et de l'ingénierie. Avant de se joindre à ARC en 2000, il était au service d'une grande société pétrolière et gazière. M. Anderson est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie pétrolier de l'Université du Wyoming. Il est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique.

P. Van R. Dafoe, B. Comm., CMA

M. Dafoe est vice-président principal, Finances d'ARC Resources et est responsable de toutes les activités liées à la gestion des risques financiers, à la commercialisation, à la fiscalité et à la trésorerie d'ARC. M. Dafoe s'est joint à ARC en 1999 après avoir passé 13 ans au sein des services des finances et de la comptabilité de diverses sociétés du secteur pétrolier et gazier. Il est titulaire d'un baccalauréat en commerce avec distinction de l'Université du Manitoba et est comptable en management accrédité depuis 1995.

Jay Billesberger, B. Sc.

M. Billesberger est vice-président, Technologie de l'information d'ARC Resources et est responsable de toutes les activités liées à la technologie de l'information. Il compte plus de 14 ans d'expérience dans le domaine des technologies de l'information. Avant de se joindre à ARC en 2000, il a travaillé auprès de diverses sociétés pétrolières et gazières et de sociétés du secteur intermédiaire. Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en informatique du DeVry Institute of Technology.

George Gervais, B. Sc., ing.

M. Gervais est vice-président, Expansion des affaires d'ARC Resources et est responsable de toutes les activités liées à la RAP, aux acquisitions et aux aliénations et aux terrains d'ARC. Il compte plus de 15 ans d'expérience dans le secteur du pétrole et du gaz, y compris la production, les travaux techniques et l'évaluation des réserves. Avant de se joindre à ARC en 2000, M. Gervais a occupé un poste au sein d'une grande société d'exploration et de production. Il a obtenu un baccalauréat ès sciences en génie géologique avec distinction de l'Université de Saskatchewan. M. Gervais est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists de l'Alberta.

Neil Groeneveld, M. Sc., géol.

M. Groeneveld est vice-président, Sciences de la terre d'ARC Resources et est responsable de l'exécution des activités géophysiques et géologiques d'ARC. Il compte plus de 20 ans d'expérience dans le secteur pétrolier et gazier de l'Ouest canadien, dont une vaste expérience dans le secteur de la mise en valeur, de l'exploration et de l'exploitation pétrolière et gazière. Avant de se joindre à ARC en 2003, M. Groeneveld a occupé des postes de direction au sein de sociétés pétrolières et gazières de moyenne et de grande envergure. Il est titulaire d'une maîtrise en géologie de l'Université de Regina. Il est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists de l'Alberta.

Wayne Lentz, ing.

M. Lentz est vice-président, Planification stratégique d'ARC Resources et est responsable de la planification stratégique et des activités connexes d'ARC. Il compte plus de 20 ans d'expérience dans le secteur du pétrole et du gaz, y compris la production, les travaux techniques et les activités d'exploitation. Avant de se joindre à ARC en 1999, M. Lentz a travaillé auprès d'une grande société d'exploration et de production exerçant des activités au

pays et à l'étranger. Il est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie pétrolier de l'Université d'Alberta. M. Lentz est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists de l'Alberta.

Al Roberts

M. Roberts est vice-président, Production d'ARC Resources et gère tous les aspects des activités d'exploitation sur le terrain ainsi que des questions liées à la santé, à la sécurité et à l'environnement. Il compte plus de 30 ans d'expérience diversifiée dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien dans le domaine de la production, du conditionnement de puits et de la construction d'installations. Avant de se joindre à ARC en 1997, M. Roberts a consacré 18 années à la gestion d'activités sur le terrain au sein de petites et de moyennes sociétés de production.

Allan R. Twa, c.r.

M. Twa est le secrétaire général d'ARC Resources. Membre du Barreau de l'Alberta depuis 1971, M. Twa est associé au sein du cabinet d'avocats Burnet, Duckworth & Palmer LLP. Il est titulaire d'un baccalauréat en sciences politiques de l'Université de Calgary, d'un baccalauréat en droit de l'Université de l'Alberta et d'une maîtrise en droit de l'Université de Londres, en Angleterre. M. Twa exerce le droit depuis 35 ans dans les domaines des sociétés et des fiducies ouvertes, du financement de sociétés et des fusions et acquisitions.

Tous les administrateurs d'ARC Resources, à l'exclusion de Timothy J. Hearn, ont été élus à ce titre le 18 mai 2011 pour un mandat se terminant à la prochaine assemblée annuelle d'ARC Resources, qui est prévue pour le 15 mai 2012. M. Hearn a été nommé au conseil d'ARC Resources le 22 juin 2011. Au 31 décembre 2011, les administrateurs et les dirigeants d'ARC Resources étaient collectivement propriétaires véritables, directement ou indirectement, de 2 623 049 actions ordinaires, soit environ 0,9 % des actions ordinaires en circulation, ou exerçaient une emprise, directement ou indirectement, sur cette proportion d'actions ordinaires.

RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ D'AUDIT

Le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (le « **règlement 52-110** ») exige que certains renseignements soient donnés dans la présente notice annuelle. Le mandat du comité d'audit est présenté à l'annexe C de la présente notice annuelle.

Membres du comité d'audit

En date du 31 décembre 2011, les membres du comité d'audit étaient Fred J. Dymont, président du comité, Walter DeBoni, James C. Houck et Kathleen O'Neill, qui sont tous indépendants et possèdent des compétences financières au sens du règlement 52-110. Le texte qui suit décrit brièvement la formation et l'expérience de chacun d'entre eux.

Fred J. Dymont

M. Dymont, homme d'affaires indépendant, compte plus de 30 ans d'expérience approfondie dans le secteur pétrolier et gazier. Il a occupé les postes de président et chef de la direction de Maxx Petroleum et de Ranger Oil Limited. M. Dymont a obtenu le titre de comptable agréé en 1972 dans la province d'Ontario. Il siège actuellement au conseil de Tesco Corporation, de Transglobe Energy Corporation, de Major Drilling Group International et de WesternZagros Resources Ltd. M. Dymont siège au conseil d'ARC depuis 2003.

Walter DeBoni

M. DeBoni est administrateur de sociétés et possède une vaste expérience dans le secteur pétrolier et gazier. En 2005, M. DeBoni a quitté le poste de vice-président, Activités frontalières canadiennes et internationales, qu'il occupait chez Husky Energy Inc. Auparavant, il avait été chef de la direction de Bow Valley Energy et occupé de nombreux postes de haute direction au sein de grandes sociétés pétrolières et gazières. Il est titulaire d'un baccalauréat en génie chimique de l'Université de la Colombie-Britannique ainsi que d'une maîtrise en administration des affaires avec majeure en finances de l'Université de Calgary. Il est membre de l'Association of

Professional Engineers, Geologists and Geophysicists de l'Alberta et de la Société des ingénieurs pétroliers. Il siège actuellement au conseil de Sterling Resources Ltd. M. DeBoni siège au conseil d'ARC Resources depuis 1996.

James C. Houck

M. Houck est président et chef de la direction de The Churchill Corporation, société de construction diversifiée. Auparavant, il avait été président et chef de la direction de Western Oil Sands. Il a passé la majeure partie de sa carrière chez ChevronTexaco Inc., où il a occupé un certain nombre de postes au sein de la direction et de la direction principale, y compris ceux de président, Worldwide Power and Gasification Inc., et de vice-président et directeur général, Alternate Energy Dept. Au début de sa carrière, M. Houck a occupé divers postes comportant des responsabilités croissantes dans le cadre de l'exploitation de pétrole et de gaz classiques de Texaco. M. Houck est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie de l'Université Trinity à San Antonio et d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université de Houston. Il siège actuellement au conseil de The Churchill Corporation et de WesternZagros Resources Ltd. M. Houck siège au conseil d'ARC depuis 2008.

Kathleen M. O'Neill

M^{me} O'Neill est administratrice de sociétés et possède une vaste expérience en services comptables et financiers. Elle a été vice-présidente directrice au sein de BMO Groupe financier, assumant la responsabilité d'un certain nombre des unités principales. Avant de se joindre à BMO Groupe financier en 1994, elle était associée chez PricewaterhouseCoopers. M^{me} O'Neill détient le titre de FCA (Fellow de l'ordre des comptables agréés) et a obtenu l'accréditation IAS.A auprès de l'Institut des administrateurs de sociétés. Elle siège actuellement au conseil d'Invesco Canada Funds, de Finning International Inc. et de Groupe TMX Inc. M^{me} O'Neill siège au conseil d'ARC depuis 2009.

Honoraires et services principaux des auditeurs

Le comité d'audit n'a pas adopté de politique propre à l'octroi des mandats de prestation de services autres que d'audit et approuve au préalable chacun de ces mandats ou de ces types de mandat pour chaque exercice.

Nos auditeurs externes sont Deloitte & Touche s.r.l. Le tableau qui suit résume les honoraires que nous leur avons versés en contrepartie des services qu'ils ont fournis, par catégorie.

	2011	2010
Honoraires relatifs aux services d'audit	982 478 \$	684 133 \$
Honoraires relatifs aux services liés à l'audit ⁽¹⁾	69 892 \$	167 722 \$
Honoraires relatifs aux services fiscaux ⁽²⁾	0 \$	0 \$
Honoraires relatifs aux autres services	16 241 \$	0 \$

Notes

- (1) Les honoraires globaux que nos auditeurs externes nous ont facturés en contrepartie de services de certification et de services connexes qui sont raisonnablement liés à l'exécution de l'audit ou de l'examen des états financiers, mais qui ne sont pas compris dans les honoraires liés à l'audit.
- (2) Les honoraires globaux que nos auditeurs externes nous ont facturés en contrepartie de services professionnels relatifs à la conformité aux impôts fonciers municipaux et de services de consultation et de planification fiscales.

CONFLITS D'INTÉRÊTS

Le conseil d'administration a adopté un code d'éthique commerciale ainsi qu'un code d'éthique à l'intention des dirigeants responsables des finances (les « codes »). De façon générale, il n'est pas interdit aux employés, aux administrateurs et aux dirigeants de faire des placements privés; toutefois, si un placement déjà effectué était susceptible de les mettre en situation de conflit d'intérêts, ils devront en faire part au chef de la direction, au président ou au conseil d'administration. Les codes exigent également que les employés signalent au chef de la direction, au président ou au conseil d'administration toutes les autres activités qui soulèvent la possibilité d'un conflit d'intérêts. Tous ces conflits d'intérêts éventuels doivent être traités ouvertement et leur nature et leur portée doivent être entièrement communiquées à la Société.

On reconnaît dans les codes que les employés, les dirigeants et les administrateurs peuvent être membres du conseil ou de la direction d'autres entreprises du secteur pétrolier et gazier et qu'il est possible que ces entreprises livrent concurrence, directement ou indirectement, à la Société. Il n'est pas certain que les possibilités repérées par les administrateurs d'ARC Resources nous seront communiquées. Les placements passifs dans des entreprises ouvertes ou fermées qui correspondent à moins de un pour cent des actions en circulation ne sont pas considérés comme « en concurrence » avec la Société. Les administrateurs, les dirigeants ou les employés d'ARC Resources qui sont membres du conseil ou de la direction d'une entreprise du secteur pétrolier ou gazier doivent en informer le conseil d'administration. L'administrateur, le dirigeant ou l'employé d'ARC Resources qui participe activement à la gestion d'entreprises ouvertes ou fermées, ou qui est propriétaire de 1 % et plus des actions en circulation de telles entreprises, est tenu d'en informer le conseil d'administration. Si, en raison de ces participations ou de ces placements ou pour d'autres motifs, des circonstances devaient survenir dont le conseil d'administration juge qu'elles constituent un conflit d'intérêts qui pourrait raisonnablement empêcher cette personne d'agir dans l'intérêt de la Société, le conseil d'administration prendra les mesures raisonnablement requises pour résoudre ces questions dans l'intérêt de la Société. Il pourrait aller jusqu'à empêcher ces administrateurs, dirigeants ou employés d'obtenir certaines informations ou de participer à certaines activités de la Société.

Conformément à la *Business Corporations Act* (Alberta), le dirigeant ou l'administrateur qui est partie à un contrat important ou à une opération importante, conclu ou projeté, ou qui est administrateur ou dirigeant d'une personne qui est partie à un contrat important ou à une opération importante, conclu ou projeté, ou qui a une participation importante dans une telle personne, doit divulguer la nature et la portée de son intérêt et s'abstenir de voter sur toute résolution approuvant le contrat ou l'opération.

DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

Aucun membre du conseil ou de la direction principale ni, à notre connaissance, aucune personne physique ou morale qui est propriétaire direct ou véritable de plus de 10 % des actions ordinaires en circulation ou exerce une emprise sur une telle proportion de ces actions, ni aucune personne ayant des liens avec l'un ou l'autre d'entre eux ou faisant partie du même groupe que l'un ou l'autre d'entre eux, n'a eu d'intérêt important, directement ou indirectement, dans une opération effectuée au cours des trois derniers exercices terminés les plus récents ou pendant l'exercice en cours qui a eu une incidence importante sur la Société ou dont on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elle ait un tel effet.

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Politique en matière de dividendes

Dans le cadre de la réalisation de la conversion de la Fiducie, le conseil d'administration d'ARC Resources a établi une politique prévoyant le versement d'un dividende mensuel aux porteurs d'actions ordinaires, fixé au départ à 0,10 \$ par action ordinaire, et payable aux actionnaires inscrits vers le quinzième jour de chaque mois. De manière générale, le conseil d'administration tente de fixer le montant du dividende à un chiffre qui, à ce moment-là, lui semble pouvoir être maintenu pendant une période minimale de six mois. La Société a déclaré et versé un premier dividende de 0,10 \$ par action ordinaire aux actionnaires inscrits le 31 janvier 2011, qui est devenu payable le 15 février 2011.

On prévoit que les dividendes déclarés et versés constitueront des « dividendes déterminés » aux fins de l'impôt et, par conséquent, seront admissibles au mécanisme de majoration et de crédit d'impôt bonifié dont certains porteurs d'actions ordinaires peuvent se prévaloir. Même si l'on prévoit que les dividendes d'ARC Resources constitueront des « dividendes déterminés » aux fins de la loi de l'impôt et que, par conséquent, ils seront admissibles au mécanisme en question, il n'est pas certain que tous les dividendes seront désignés comme tels ou qu'ils seront admissibles à ce titre.

Nonobstant ce qui précède, le montant des dividendes en espèces futurs, le cas échéant, sera établi à la discrétion du conseil d'administration d'ARC Resources et pourrait varier selon divers facteurs et diverses conditions qui existeront au moment en question, y compris la fluctuation du prix des produits de base, les taux de production, les besoins en matière de dépenses en immobilisations, les exigences relatives au service de la dette, les frais

d'exploitation, les redevances à payer, les cours du change et le respect des critères de solvabilité imposés par la *Business Corporations Act* (Alberta) qui s'appliquent à la déclaration et au versement de dividendes.

Pour obtenir de plus amples renseignements au sujet des risques liés aux dividendes, voir « *Facteurs de risque – Risques liés à notre entreprise et à nos activités – Le conseil d'ARC Resources jouit d'un pouvoir discrétionnaire en ce qui a trait au versement des dividendes et pourrait décider de cesser d'en verser dans certaines circonstances* ».

Dans certaines circonstances, nos conventions d'emprunt peuvent limiter le versement de dividendes. Voir « *Autres renseignements sur notre entreprise – Emprunts* » à ce sujet.

Historique des dividendes

ARC a versé les dividendes par action ordinaire suivants (avant la réalisation de la conversion de la Fiducie, les distributions par part de fiducie) au cours de ses trois derniers exercices terminés.

<u>2009</u>	
Premier trimestre	0,36 \$
Deuxième trimestre	0,32 \$
Troisième trimestre	0,30 \$
Quatrième trimestre	0,30 \$
<u>2010</u>	
Premier trimestre	0,30 \$
Deuxième trimestre	0,30 \$
Troisième trimestre	0,30 \$
Quatrième trimestre	0,30 \$
<u>2011</u>	
Premier trimestre	0,30 \$
Deuxième trimestre	0,30 \$
Troisième trimestre	0,30 \$
Quatrième trimestre	0,30 \$

Les dividendes versés aux actionnaires (avant la réalisation de la conversion de la Fiducie, les distributions versées aux porteurs de parts) en 2009 et en 2010 ont fait l'objet d'un report d'impôt à 3 % et à 14 %, respectivement.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Actions ordinaires

Les actions ordinaires ont commencé à être négociées à la TSX le 6 janvier 2011, après la réalisation de la conversion de la Fiducie. Le symbole boursier des actions ordinaires est « ARX ».

Le tableau suivant présente les cours de clôture extrêmes et le volume de négociation global des actions ordinaires (des parts de fiducie avant le 6 janvier 2011) à la TSX pendant les périodes indiquées (selon les données publiées par la TSX).

<u>2011</u>	<u>Bourse de Toronto</u>		<u>Volume</u>
	<u>Plafond</u> (en dollars)	<u>Plancher</u> (en dollars)	
Janvier	25,67	24,05	1 690 882
Février	28,40	24,80	2 002 729
Mars	27,70	25,80	1 284 787
Avril	26,50	24,20	961 949
Mai	26,79	23,89	921 967
Juin	26,13	24,50	1 111 682
Juillet	26,10	23,75	919 642
Août	24,50	21,03	1 140 491

<u>2011</u>	<u>Bourse de Toronto</u>		<u>Volume</u>
	<u>Plafond</u> (en dollars)	<u>Plancher</u> (en dollars)	
Septembre	24,66	20,87	1 253 797
Octobre	25,82	19,85	1 264 479
Novembre	25,86	23,72	1 178 314
Décembre	26,60	24,41	1 367 304

Actions échangeables de série A

Avant la réalisation de la conversion de la Fiducie, les actions échangeables de série A d'ARC Resources Ltd. étaient inscrites et affichées à des fins de négociation à la TSX. Le symbole boursier des actions échangeables de série A d'ARC Resources Ltd. était « ARX.A » (« ARX » avant le 18 octobre 2010). Les actions échangeables de série A ont été radiées le 6 janvier 2011. Pour la période allant du 1^{er} janvier 2011 au 5 janvier 2011, il n'y a eu aucune activité boursière sur les actions échangeables de série A à la TSX.

SITUATION DANS LE SECTEUR

Les sociétés qui exercent leurs activités dans le secteur pétrolier et gazier sont assujetties à de nombreux règlements et contrôles (qui régissent notamment le régime foncier, l'exploration, la mise en valeur, la production, le raffinage et la valorisation, le transport et la commercialisation) qui sont prévus par les lois adoptées par divers paliers de gouvernement et, quant à l'établissement des prix et à l'imposition du pétrole et du gaz naturel, par les conventions conclues entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et du Manitoba; les épargnants du secteur pétrolier et gazier devraient examiner soigneusement tous ces éléments. On ne prévoit pas que ces règlements et contrôles aient sur l'exploitation de la Société un effet sensiblement différent de celui qu'ils ont sur les autres sociétés pétrolières et gazières d'envergure similaire. Toutes les lois actuelles sont du domaine public et la Société ne peut prévoir quelles autres lois ou modifications législatives pourraient être adoptées. Le texte qui suit présente certains des aspects principaux des lois, des règlements et des conventions qui régissent le secteur pétrolier et gazier de l'Ouest canadien.

Établissement du prix et commercialisation

Pétrole

Les producteurs de pétrole peuvent négocier les contrats de vente directement avec les acheteurs, de sorte que le prix du pétrole est déterminé par le marché. Le prix du pétrole repose principalement sur l'offre et la demande mondiales. Il est en partie tributaire de la qualité du pétrole, du prix des carburants concurrents, de la distance par rapport au marché, de la valeur des produits raffinés, de l'équilibre entre l'offre et la demande et des modalités de vente contractuelles. Les exportateurs de pétrole peuvent également conclure des contrats d'exportation dont la durée n'excède pas un an, dans le cas du pétrole brut léger, et deux ans, dans le cas du pétrole brut lourd, à la condition toutefois qu'une ordonnance approuvant cette opération ait été obtenue de l'Office national de l'énergie (l'« ONE »). L'exportateur qui veut exporter du pétrole aux termes d'un contrat d'une durée plus longue (jusqu'à concurrence de 25 ans) doit obtenir un permis d'exportation de l'ONE.

Gaz naturel

Le prix de la vaste majorité du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien est désormais fixé par l'intermédiaire des marchés centraux extrêmement liquides, comme le marché « NIT » (*Nova Inventory Transfer*) de l'Alberta, plutôt que par voie de négociation directe entre les acheteurs et les vendeurs. Le gaz naturel exporté du Canada est assujéti à la réglementation de l'ONE et du gouvernement du Canada. Les exportateurs sont libres de négocier le prix et les autres modalités avec les acheteurs, à la condition que les contrats d'exportation continuent de respecter certains autres critères prescrits par l'ONE et le gouvernement du Canada. Les exportations de gaz naturel (à l'exception du propane, du butane et de l'éthane) doivent être faites aux termes d'une ordonnance de l'ONE si leur durée est inférieure à deux ans ou s'échelonne sur deux à 20 ans (pour des quantités ne dépassant pas 30 000 m³/j). Pour exporter du gaz naturel aux termes d'un contrat d'une durée plus longue (jusqu'à concurrence de 25 ans) ou pour exporter des quantités plus grandes, l'exportateur doit obtenir un permis d'exportation de l'ONE.

Les gouvernements de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan réglementent également le volume de gaz naturel qui peut être extrait de leur territoire à des fins d'utilisation à l'extérieur de celui-ci d'après certains facteurs tels que la quantité de réserves dont on dispose, les modalités de transport et des questions relatives au marché.

Accord de libre-échange nord-américain

L'Accord de libre-échange nord-américain (l'« **ALENA** ») conclu entre les gouvernements du Canada, des États-Unis et du Mexique est entré en vigueur le 1^{er} janvier 1994. Dans le contexte des ressources énergétiques, le Canada demeure libre d'établir s'il y a lieu d'autoriser l'exportation de ressources énergétiques aux États-Unis ou au Mexique, à la condition que les restrictions à l'exportation n'aient pas pour effet (i) de réduire la proportion des ressources énergétiques exportées par rapport à l'offre totale de biens de la partie qui impose la restriction comparativement à la proportion ayant existé au cours de la période de 36 mois la plus récente, (ii) d'imposer un prix à l'exportation supérieur au prix intérieur (sous réserve d'une exception en ce qui a trait à certaines mesures qui limitent uniquement le volume des exportations) et (iii) de perturber les réseaux d'approvisionnement habituels. Il est interdit aux trois pays signataires d'imposer un prix à l'exportation minimal ou maximal dans les situations où une autre forme de restriction quantitative est interdite. Il leur est aussi interdit d'imposer un prix à l'importation minimal ou maximal, sauf dans la mesure où cela est permis dans le cadre de l'application d'ordonnances d'imposition de droits compensateurs ou de droits antidumping et d'engagements relatifs à de tels droits. L'ALENA exige que les organismes de réglementation de l'énergie assurent l'application ordonnée et équitable des changements d'ordre réglementaire et veillent à ce que cette application ne cause qu'une perturbation minimale des ententes contractuelles et n'entraîne aucune ingérence indue dans les arrangements conclus en matière de prix, de commercialisation et de distribution, ce qui, dans tous les cas, est important pour les exportations de pétrole et de gaz naturel canadiens.

Redevances et mesures incitatives

Introduction

Outre les règlements fédéraux, chaque province a des lois et des règlements qui régissent les redevances, les taux de production et d'autres questions. Le régime de redevances d'une province donnée influe considérablement sur la rentabilité des projets d'extraction de sables bitumineux et de l'exploitation de pétrole brut, de liquides de gaz naturel, de soufre et de gaz naturel. Les redevances à payer sur la production tirée de terrains n'appartenant pas à la Couronne sont fixées par voie de négociation entre le propriétaire exclusif des droits miniers et le locataire, bien que la production provenant de ces terrains soit assujettie à certaines taxes et redevances provinciales. Les redevances versées sur la production tirée des terres de la Couronne sont fixées par règlement gouvernemental et correspondent habituellement à un pourcentage de la valeur de la production brute. Le taux des redevances exigibles repose généralement en partie sur les prix de référence prescrits, la productivité des puits, l'emplacement géographique, la date à laquelle le gisement a été découvert, la méthode de récupération et le type ou la qualité du produit pétrolier. D'autres redevances et droits similaires à des redevances sont à l'occasion retranchés de la participation du propriétaire de l'intérêt économique direct dans le cadre d'opérations privées. On les appelle souvent redevances dérogatoires, redevances dérogatoires brutes, participations aux bénéfices nets ou intérêts passifs nets.

Les gouvernements des provinces de l'Ouest canadien créent à l'occasion des programmes incitatifs destinés à favoriser l'exploration et la mise en valeur. Ces programmes offrent souvent des réductions ou des exonérations temporaires de redevances et des crédits d'impôt au titre des redevances et sont généralement implantés lorsque le prix des produits de base est bas, de manière à stimuler les activités d'exploration et de mise en valeur en améliorant le bénéfice et les rentrées de fonds au sein du secteur.

Alberta

Les producteurs de pétrole et de gaz naturel provenant des terres de la Couronne de l'Alberta sont tenus de verser un loyer annuel, qui correspond à l'heure actuelle à 3,50 \$ par hectare, et des redevances mensuelles sur le pétrole et le gaz naturel produits.

Le 25 octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a publié un rapport intitulé *The Alberta Royalty Framework* (le « **nouveau régime de redevances** »), qui énonçait des propositions qui ont été mises en œuvre par la suite par la

Mines and Minerals (New Royalty Framework) Amendment Act, 2008. Le nouveau régime de redevances a pris effet le 1^{er} janvier 2009. Les modifications apportées au régime de redevances de l'Alberta qui sont entrées en vigueur après le 31 décembre 2011 sont appelées le « **régime de redevances** ».

Dans le cadre du régime de redevances, les taux de redevances applicables au pétrole classique sont fixés au moyen d'une formule unique à taux mobile qui est appliquée mensuellement et intègre des variables distinctes qui tiennent compte des taux de production et des prix qui ont cours sur le marché. Avec effet le 1^{er} janvier 2011, la redevance maximale payable dans le cadre du régime de redevances a été fixée à 40 %. La courbe de redevances applicable au pétrole classique annoncée le 27 mai 2010 modifie la composante « prix » de la formule de calcul des redevances de manière à modérer l'augmentation du taux de redevances lorsque les prix sont supérieurs à 535 \$/m³ par rapport à la courbe de redevances antérieure.

Les taux de redevances applicables au gaz naturel dans le cadre du régime de redevances sont fixés de façon similaire au moyen d'une formule unique à taux mobile qui intègre des variables distinctes qui tiennent compte des taux de production et des prix qui ont cours sur le marché. Avec effet le 1^{er} janvier 2011, la redevance maximale payable dans le cadre du régime de redevances a été fixée à 36 %. La courbe de redevances applicable au gaz naturel annoncée le 27 mai 2010 modifie la composante « prix » de la formule de calcul des redevances de manière à modérer l'augmentation du taux de redevances lorsque les prix sont supérieurs à 5,25 \$/GJ par rapport à la courbe de redevances antérieure.

Les producteurs de pétrole et de gaz naturel provenant des terrains en propriété franche de l'Alberta sont tenus de payer chaque année l'impôt sur la production en propriété franche. Le montant de cet impôt repose sur le volume de la production mensuelle et un taux d'imposition stipulé tant pour le pétrole que pour le gaz.

En avril 2005, le gouvernement de l'Alberta a mis en œuvre le programme des technologies énergétiques innovatrices (*Innovative Energy Technologies Program*) (le « **PTEI** »), dont les objectifs énoncés consistaient à accroître la récupération à partir de gisements de pétrole et de gaz, à trouver des solutions techniques à la question du gaz et du bitume, à améliorer la récupération de bitume au moyen de techniques sur place et de techniques d'extraction et à améliorer la récupération de gaz naturel à partir de filons de charbon. Le PTEI prévoyait des rajustements de redevances dans le cas de certains projets pilotes et de démonstration qui avaient recours à des technologies nouvelles ou innovatrices qui leur permettent d'accroître la récupération des réserves existantes.

Le 10 avril 2008, le gouvernement de l'Alberta a adopté deux nouveaux programmes de redevances qui étaient destinés à être mis en œuvre conjointement avec le nouveau régime de redevances et qui visaient à encourager la mise en valeur de réserves de pétrole et de gaz situées en profondeur, qui est plus coûteuse. Un programme quinquennal relatif aux puits d'exploration de pétrole classique situés à une profondeur de plus de 2 000 m accorde à l'égard des puits admissibles une exonération de redevances pouvant aller jusqu'à 1 M\$ ou 12 mois, selon la première éventualité, et un programme quinquennal relatif aux puits de gaz naturel situés à une profondeur de plus de 2 500 m prévoit des crédits de redevances établis selon une échelle mobile en fonction de la profondeur, jusqu'à concurrence de 3 750 \$/m. Le 27 mai 2010, le programme de forage de puits de gaz naturel en profondeur a été modifié rétroactivement au 1^{er} mai 2010. Entre autres modifications, la profondeur admissible minimale a été ramenée à 2 000 m, le crédit supplémentaire de 875 000 \$ applicable aux puits de plus de 4 000 m de profondeur dont le forage a démarré après cette date a été supprimé et le programme s'applique désormais aux puits creusés dans les gisements qui ont fait l'objet de travaux de forage avant 1985.

Le 19 novembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a annoncé l'instauration d'un programme quinquennal de taux de redevances transitoires dans le but de promouvoir le forage de nouveaux puits. L'option de transition de cinq ans prévoyait un taux de redevances inférieur, à certains prix, au cours des premières années de la durée du puits, c'est-à-dire pendant la période où les taux de production devraient être les plus élevés. Dans le cadre de ce nouveau programme, les sociétés qui foraient de nouveaux puits de gaz naturel ou de pétrole classique en profondeur (entre 1 000 et 3 500 m) bénéficiaient d'une option non récurrente, pour chaque puits, qui leur permettait de choisir entre les nouveaux taux de redevances transitoires et ceux du nouveau régime de redevances. Cette option est arrivée à échéance le 15 février 2011. Le 1^{er} janvier 2014, tous les producteurs assujettis aux taux de redevances transitoires deviendront automatiquement assujettis au régime de redevances. Les courbes de redevances révisées applicables au pétrole classique et au gaz naturel ne s'appliqueront pas à la production de puits visés par le cadre de redevances transitoires.

Le 3 mars 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un programme incitatif en trois volets visant à stimuler et à accroître l'activité économique en Alberta. L'un des volets était un programme de crédits de redevances de forage, dans le cadre duquel un crédit de redevances pouvant atteindre 200 \$/m était accordé à l'égard des nouveaux puits. Ce programme s'appliquait aux puits forés entre le 1^{er} avril 2009 et le 31 mars 2010 et n'a pas été prolongé. Un autre volet était un programme de redevances pour nouveaux puits qui prévoyait un taux de redevances applicable aux nouveaux puits admissibles maximal de 5 % pour les 12 premiers mois d'exploitation ou jusqu'à ce que le « volume maximal » prévu par le règlement soit atteint. Le *New Well Royalty Regulation*, qui prévoit la mise en œuvre permanente de ce programme incitatif, a été approuvé par décret le 17 mars 2011.

Outre ce qui précède, le gouvernement de l'Alberta a mis en œuvre un certain nombre d'initiatives destinées à accélérer le perfectionnement de la technologie et à faciliter la mise en valeur de ressources non classiques (l'« **initiative relative aux nouvelles ressources et technologies** ») (*Emerging Resources and Technologies Initiative*). Plus précisément, on prévoit ce qui suit :

- les puits de méthane houiller seront assujettis à un taux de redevances maximal de 5 % pendant 36 mois de production, jusqu'à concurrence de 750 Mpi³, qui s'applique rétroactivement aux puits qui sont entrés en production à compter du 1^{er} mai 2010;
- les puits de gaz de schiste seront assujettis à un taux de redevances maximal de 5 % pendant 36 mois de production, sans limite de volume, qui s'applique rétroactivement aux puits qui sont entrés en production à compter du 1^{er} mai 2010;
- les puits de gaz horizontaux seront assujettis à un taux de redevances maximal de 5 % pendant 18 mois de production, jusqu'à concurrence de 500 Mpi³, qui s'applique rétroactivement aux puits forés à compter du 1^{er} mai 2010;
- les puits de pétrole horizontaux et les puits de sables bitumineux horizontaux non liés à des projets seront assujettis à un taux de redevances maximal de 5 %, les limites relatives au volume et aux mois de production étant établies selon la profondeur du puits (y compris la distance horizontale), qui s'applique rétroactivement aux puits forés à compter du 1^{er} mai 2010.

Le gouvernement de l'Alberta reverra l'initiative relative aux nouvelles ressources et technologies en 2014 et s'est engagé à donner un avis de trois ans au secteur, à ce moment-là, s'il décide de mettre fin au programme.

Colombie-Britannique

Les producteurs de pétrole et de gaz naturel provenant des terres de la Couronne de Colombie-Britannique doivent verser un loyer annuel, qui correspond à l'heure actuelle à 3,50 \$ par hectare, et des redevances mensuelles sur le pétrole et le gaz naturel produits. Le montant de la redevance payable sur le pétrole dépend du type de pétrole et de l'année de découverte du gisement, de la quantité de pétrole produite au cours d'un mois et de la valeur de ce pétrole. En général, le pétrole est classé dans la catégorie du pétrole léger ou du pétrole lourd et l'année de la découverte du gisement est établie selon que le pétrole provient d'un gisement découvert avant le 31 octobre 1975 (« pétrole ancien »), entre le 31 octobre 1975 et le 1^{er} juin 1998 (« nouveau pétrole ») ou après le 1^{er} juin 1998 (« pétrole de troisième niveau »). Le calcul des redevances tient compte de la production de pétrole par puits, du taux de redevances prévu selon l'année de la découverte du pétrole, du prix de vente unitaire moyen du pétrole et des exonérations de redevances applicables. Les taux de redevances sont réduits dans le cas des puits de faible productivité, afin de tenir compte du fait que les frais d'extraction unitaires sont plus élevés, et sont les plus faibles dans le cas du pétrole de troisième niveau, ce qui tient compte du fait que les frais d'exploration et d'extraction unitaires sont plus élevés.

La redevance payable sur le gaz naturel qui provient des terres de la Couronne est calculée selon une échelle mobile fondée sur un prix de référence, qui correspond au prix net moyen obtenu par le producteur ou au prix minimal prescrit, selon le plus élevé des deux prix. Le taux des redevances versées sur le gaz non associé (c'est-à-dire le gaz qui n'est pas produit en association avec le pétrole) est tributaire de la date d'acquisition des droits de tenure du pétrole et du gaz naturel et de la date de démarrage du forage du puits et peut également être touché par le prix déterminé (*select price*), paramètre utilisé dans la formule de calcul du taux de redevances afin de tenir compte de l'inflation. Les taux de redevances sont fixes pour certaines catégories de gaz non associé lorsque le prix de référence est inférieur au prix déterminé. Le gaz associé est assujéti à un taux de redevances inférieur à celui qui

s'applique au gaz non associé, ce qui a pour but de stimuler la production et la commercialisation du gaz naturel, qui serait sinon brûlé à la torche.

Les producteurs de pétrole et de gaz naturel provenant des terrains en propriété franche de Colombie-Britannique sont tenus de payer chaque mois un impôt sur la production en propriété franche. L'impôt sur la production en propriété franche qui s'applique au pétrole repose sur le volume de la production mensuelle, tandis que celui qui s'applique au gaz naturel est calculé selon une échelle mobile fondée sur le prix de référence qui est similaire à celle qui s'applique à la production de gaz naturel qui provient des terres de la Couronne et varie selon que le gaz naturel est du gaz associé ou non associé.

La Colombie-Britannique offre un certain nombre de programmes de redevances cibles destinés aux zones de ressources clés dans le but d'accroître le pouvoir concurrentiel des puits de faible productivité de la province. Ces programmes comprennent des programmes de crédits de redevances et de réduction des redevances, dont les suivants :

- Le programme de crédits de redevances estival (*Summer Royalty Credit Program*) prévoit un crédit de redevances correspondant à 10 % des frais de forage et de conditionnement, jusqu'à concurrence de 100 000 \$, relativement aux puits qui sont forés entre le 1^{er} avril et le 30 novembre de chaque année, le but étant d'accroître les activités de forage, les possibilités d'emploi et les occasions d'affaires pendant l'été dans le nord-est de la Colombie-Britannique;
- Le programme de crédits de redevances applicable aux puits profonds (*Deep Royalty Credit Program*) prévoit un crédit de redevances correspondant à environ 23 % des frais de forage et de conditionnement relativement aux puits verticaux d'une profondeur verticale absolue supérieure à 2 500 m et aux puits horizontaux d'une profondeur verticale absolue supérieure à 2 300 m;
- Le programme de crédits de redevances applicable aux puits de rentrée profonds (*Deep Re-Entry Royalty Credit Program*) prévoit un crédit de redevances relativement aux puits de rentrée d'une profondeur verticale absolue supérieure à 2 300 m dont la date de rentrée est ultérieure au 1^{er} décembre 2003;
- Le programme de crédits de redevances relatif à la découverte de gaz profond (*Deep Discovery Royalty Credit Program*) prévoit une exonération de redevances sur trois ans ou sur 283 000 000 m³, selon le montant le moins élevé, à l'égard des puits de découverte de gaz profonds d'une profondeur verticale absolue supérieure à 4 000 m dont les emplacements de surface se trouvent à au moins 20 km de l'emplacement de surface de quelque puits que ce soit qui aurait été creusé dans un gisement reconnu de la même formation et dont la date de démarrage du forage se situerait après le 30 novembre 2003;
- Le programme de réduction et de crédits de redevances applicable au gaz de houille (*Coalbed Gas Royalty Reduction and Credit Program*) prévoit une réduction de redevances à l'égard des puits de gaz de houille dont la production quotidienne moyenne est inférieure à 17 000 m³ ainsi qu'un crédit de redevances de 50 000 \$ à l'égard des puits de gaz de houille forés sur les terres de la Couronne et un crédit d'impôt de 30 000 \$ à l'égard des puits forés sur les terres en propriété franche;
- Le programme de réduction de redevances applicable aux puits marginaux (*Marginal Royalty Reduction Program*) prévoit une réduction de redevances à l'égard des puits de gaz naturel de faible productivité dont la production mensuelle moyenne est inférieure à 25 000 m³ au cours des 12 premiers mois de production et la production quotidienne moyenne est inférieure à 23 m³ par mètre de profondeur;
- Le programme de réduction de redevances applicable aux puits ultra-marginaux (*Ultra-Marginal Royalty Reduction Program*) prévoit des réductions de redevances supplémentaires à l'égard des puits de gaz naturel peu profonds de faible productivité dont la profondeur verticale absolue est inférieure à 2 500 m, dans le cas des puits verticaux, et dont la profondeur verticale totale est inférieure à 2 300 m, dans le cas des puits horizontaux, dont la production mensuelle moyenne est inférieure à 60 000 m³ au cours des 12 premiers mois de production et dont la production quotidienne est inférieure à 11,5 m³ (puits de développement) ou 17 m³ (puits sauvage) par section de 100 m de profondeur;

- Le programme de réduction de redevances sur le bénéfice net (*Net Profit Royalty Reduction Program*) prévoit la réduction du taux de redevances initial en vue de faciliter la mise en valeur et la commercialisation de ressources complexes sur le plan technique comme le gaz de houille, le gaz étanche, le gaz de schiste et les projets de récupération améliorée, et l'application de taux de redevances plus élevés une fois les dépenses en immobilisation recouvrées.

Le pétrole tiré d'un puits qui est situé sur des terres de la Couronne ou des terres en propriété franche et qui a été raccordé à un nouveau gisement découvert après le 30 juin 1974 peut également être exonéré de redevances pendant les 36 premiers mois de production ou sur la première tranche de 11 450 m³ de production, selon la première éventualité.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique offre en outre un programme de crédits de redevances pour infrastructures (*Infrastructure Royalty Credit Program*) (le « **programme de crédit de redevances pour infrastructures** »), qui prévoit des crédits de redevances pouvant atteindre 50 % du coût de certains projets de construction routière et d'infrastructures pipelinaires approuvés destinés à améliorer, ou à rendre possible, l'accès à des zones pétrolières et gazières nouvelles et sous-exploitées. En 2009, en 2010 et en 2011, le gouvernement de la Colombie-Britannique a accordé des crédits de redevances de 120 M\$ aux sociétés pétrolières et gazières dans le cadre du programme de crédit de redevances pour infrastructures.

Le 6 août 2009, le gouvernement de la Colombie-Britannique a annoncé des mesures en vue de stimuler les investissements dans le secteur pétrolier et gazier de la Colombie-Britannique et de produire des avantages économiques pour la province. Ces mesures comprennent quatre initiatives relatives aux redevances ayant trait principalement au forage de puits de gaz naturel et à la construction d'infrastructures. Le programme de crédits de redevances applicable aux puits profonds de la Colombie-Britannique a été modifié de façon permanente en ce qui a trait aux puits dont le forage a démarré après le 31 août 2009 : la déduction au titre des redevances sur le forage de puits de gaz naturel profonds a été augmentée de 15 % et le programme englobe désormais les puits horizontaux qui ont été forés à des profondeurs se situant entre 1 900 et 2 300 m. Une somme supplémentaire de 50 M\$ sera distribuée par l'entremise du programme de crédit de redevances pour infrastructures en vue de stimuler les investissements dans la construction routière et pipelinère dans le secteur pétrolier.

Saskatchewan

En Saskatchewan, le montant de la redevance à la Couronne ou de l'impôt sur la production en propriété franche payable sur le pétrole dépend du type de pétrole, de l'année de la découverte du gisement, de la quantité de pétrole produite au cours d'un mois, de la valeur du pétrole produit et des facteurs de rajustement déterminés que le gouvernement provincial établit chaque mois. Aux fins de la redevance destinée à la Couronne et de l'impôt sur la production en propriété franche, le pétrole classique est classé comme du « pétrole lourd », du « pétrole désigné du sud-ouest » ou du « pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest ». Les catégories traditionnelles de redevances et d'impôt sur la production de pétrole (« pétrole de quatrième niveau », « pétrole de troisième niveau », « pétrole nouveau » et « pétrole ancien ») dépendent de la date de la fin de forage d'un puits et s'appliquent quelque peu différemment à chacun des trois types de pétrole brut. Le pétrole lourd entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau (si la date de la fin de forage se situe entre le 1^{er} janvier 1994, inclusivement, et le 1^{er} octobre 2004, exclusivement), du pétrole de quatrième niveau (si la date de la fin de forage se situe le 1^{er} octobre 2002 ou après cette date) ou du pétrole nouveau (s'il n'entre pas dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou du pétrole de quatrième niveau). Pour ce qui est du pétrole désigné du sud-ouest, on utilise les mêmes catégories de pétrole de troisième niveau et de pétrole de quatrième niveau, mais le pétrole nouveau se définit comme du pétrole classique extrait d'un puits horizontal dont la date de la fin de forage se situe entre le 9 février 1998, inclusivement, et le 1^{er} octobre 2002, exclusivement. En ce qui a trait au pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest, les catégories utilisées sont les mêmes, mais le pétrole nouveau se définit comme du pétrole classique extrait d'un puits vertical dont le conditionnement a eu lieu après 1973 et dont la date de la fin de forage se situe avant 1994, tandis que le pétrole ancien se définit comme du pétrole classique qui n'entre pas dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou de quatrième niveau ni dans la catégorie du pétrole nouveau.

Les prix de base servent à établir les limites minimales dans la structure des redevances fondées sur les prix du pétrole classique. Lorsque les prix moyens en tête de puits sont inférieurs aux prix de base établis, soit 100 \$/m³ dans le cas du pétrole de troisième niveau et de quatrième niveau et 50 \$/m³ dans le cas du pétrole nouveau et du

pétrole ancien, les taux de redevances de base s'appliquent. Ceux-ci s'établissent à 5 % pour la totalité du pétrole de quatrième niveau, à 10 % pour le pétrole lourd qui entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, à 12,5 % pour le pétrole désigné du sud-ouest qui entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, à 15 % pour le pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest qui entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, et à 20 % pour le pétrole ancien. Lorsque les prix moyens en tête de puits sont supérieurs aux prix de base, les taux de redevances marginaux s'appliquent à la proportion de la production qui excède le prix de base du pétrole. Les taux de redevances marginaux s'établissent à 30 % pour la totalité du pétrole du quatrième niveau, à 25 % pour le pétrole lourd qui entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, à 35 % pour le pétrole désigné du sud-ouest qui entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, à 35 % pour le pétrole non lourd autre que le pétrole désigné du sud-ouest qui entre dans la catégorie du pétrole de troisième niveau ou du pétrole nouveau, et à 45 % pour le pétrole ancien.

La redevance payable sur la production de gaz naturel est établie selon une échelle mobile fondée sur le prix effectivement obtenu, la quantité produite au cours d'un mois donné, le type de gaz naturel et l'année de la découverte de celui-ci. Comme c'est le cas pour le pétrole classique, le gaz naturel peut être classé comme « gaz non associé » ou « gaz associé » et les taux de redevances sont établis en fonction de la date de la fin de forage du puits en question. À titre d'incitation à la production et à la commercialisation du gaz naturel qui serait sinon brûlé à la torche, le gaz naturel produit en association avec du pétrole fait l'objet d'une redevance inférieure à celle qui est payable sur le gaz non associé. Le gaz non associé est classé comme du gaz nouveau (si la date de la fin de forage se situe avant le 9 février 1998 et l'exploitation a débuté le 1^{er} octobre 1976 ou après cette date), du gaz de troisième niveau (si la date de la fin de forage entre le 9 février 1998, inclusivement, et le 1^{er} octobre 2002, exclusivement), du gaz de quatrième niveau (si la date de la fin de forage est le 1^{er} octobre 2002 ou après cette date) et du gaz ancien (s'il n'entre pas dans la catégorie du gaz de troisième niveau, du gaz de quatrième niveau ou du gaz nouveau). Des catégories similaires sont utilisées pour le gaz associé; toutefois, la catégorie « gaz ancien » n'est pas utilisée, la définition du gaz de quatrième niveau englobe la production provenant d'un puits de pétrole dont la date de la fin de forage se situe avant le 1^{er} octobre 2002, lorsque le ratio de production gaz-pétrole du puits de pétrole en question pour un mois donné dépasse 3 500 m³ de gaz par mètre cube de pétrole, et le gaz nouveau se définit comme du pétrole extrait d'un puits dont la date de la fin de forage se situe avant le 9 février 1998 et qui a fait l'objet d'une approbation spéciale, avant le 1^{er} octobre 2002, en vue de la production simultanée de pétrole et de gaz sans pénalité attribuable à la proportion gaz-pétrole.

Le 9 décembre 2010, le gouvernement de la Saskatchewan a adopté la *Freehold Oil and Gas Production Tax Act, 2010*, qui a remplacé la *Freehold Oil and Gas Production Tax*, dans le but d'accroître l'efficacité du régime d'imposition de la production en propriété franche par secteur. Aucun règlement prévoyant le calcul de cet impôt n'a été adopté en vertu de la nouvelle loi, bien que plusieurs règlements demeurent en vigueur en vertu de l'ancienne loi.

Comme c'est le cas pour la production de pétrole classique, les prix de base servent à établir les limites minimales dans la structure de redevances fondées sur les prix du gaz naturel. Lorsque les prix moyens à l'entrée du gisement sont inférieurs aux prix de base établis, soit 50 \$ par millier de m³ dans le cas du gaz de troisième niveau et de quatrième niveau et 35 \$ par millier de m³ dans le cas du gaz nouveau et du gaz ancien, les taux de redevances de base s'appliquent. Ceux-ci s'établissent à 5 % pour la totalité du gaz de quatrième niveau, à 15 % pour le gaz de troisième niveau ou le gaz nouveau et à 20 % pour le gaz ancien. Lorsque les prix moyens à l'entrée du gisement sont supérieurs aux prix de base, les taux de redevances marginaux s'appliquent à la proportion de la production qui excède le prix de base du gaz. Les taux de redevances marginaux s'établissent à 30 % pour la totalité du gaz de quatrième niveau, à 35 % pour le gaz de troisième niveau et le gaz nouveau et à 45 % pour le gaz ancien.

Le gouvernement de la Saskatchewan offre à l'heure actuelle un certain nombre de programmes incitatifs cibles, qui comprennent à la fois des programmes de réduction de redevances et des programmes de mesures incitatives en fonction du volume, dont les suivants :

- Le programme de redevances et de mesures incitatives fiscales en fonction du volume applicable aux puits de pétrole verticaux forés depuis le 1^{er} octobre 2002 (*Royalty/Tax Incentive Volumes for Vertical Oil Wells Drilled on or after October 1, 2002*) prévoit la réduction des taux de redevances à la Couronne et de l'impôt sur la production en propriété franche relativement aux volumes incitatifs de 8 000 m³ dans le cas des puits de pétrole d'exploration verticaux profonds, de 4 000 m³ dans le cas des

- puits de pétrole d'exploration verticaux peu profonds et de 16 000 m³ dans le cas des puits de pétrole d'exploration verticaux profonds (plus de 1 700 m de profondeur ou dans certaines formations);
- Le programme de redevances ou de mesures incitatives fiscales en fonction du volume applicable aux puits de gaz d'exploration forés depuis le 1^{er} octobre 2002 (*Royalty/Tax Incentive Volumes for Exploratory Gas Wells Drilled on or after October 1, 2002*) prévoit la réduction des taux de redevances à la Couronne et de l'impôt sur la production en propriété franche relativement aux volumes incitatifs de 25 000 000 m³ dans le cas des puits d'exploration de gaz admissibles;
 - Le programme de redevances et de mesures incitatives fiscales en fonction du volume applicable aux puits de pétrole horizontaux forés depuis le 1^{er} octobre 2002 (*Royalty/Tax Incentive Volumes for Horizontal Oil Wells Drilled on or after October 1, 2002*) prévoit la réduction des taux de redevances à la Couronne et de l'impôt sur la production en propriété franche relativement aux volumes incitatifs de 6 000 m³ dans le cas des puits de pétrole horizontaux peu profonds et de 16 000 m³ dans le cas des puits de pétrole horizontaux profonds (plus de 1 700 m de profondeur ou dans certaines formations);
 - Le programme de redevances et de mesures incitatives fiscales en fonction du volume applicable aux puits de gaz horizontaux forés à compter du 1^{er} juin 2010 jusqu'au 1^{er} avril 2013 exclusivement (*Royalty/Tax Incentive Volumes for Horizontal Gas Wells drilled on or after June 1, 2010 and before April 1, 2013*) prévoit la réduction des taux de redevances à la Couronne et de l'impôt sur la production en propriété franche relativement aux volumes incitatifs de 25 000 000 m³ dans le cas des puits de gaz horizontaux;
 - Le programme de redevances ou d'imposition applicable au pétrole supplémentaire produit dans le cadre de projets d'expansion par injection d'eau nouveaux ou accrus depuis le 1^{er} octobre 2002 (*Royalty/Tax Regime for Incremental Oil Produced from New or Expanded Waterflood Projects Implemented on or after October 1, 2002*) vise la production supplémentaire tirée de projets d'expansion par injection d'eau à titre de pétrole de quatrième niveau aux fins du calcul des redevances;
 - Le programme de redevances ou d'imposition applicable aux projets de récupération améliorée du pétrole (à l'exclusion des projets d'expansion par injection d'eau) entrepris avant le 1^{er} avril 2005 (*Royalty/Tax Regime for Enhanced Oil Recovery Projects (Excluding Waterflood Projects) Commencing prior to April 1, 2005*) prévoit le calcul des redevances à la Couronne et de l'impôt sur la production en propriété franche d'après, en partie, la rentabilité des projets de récupération améliorée avant et après l'atteinte du seuil de rentabilité;
 - Le programme de redevances ou d'imposition applicable aux projets de récupération améliorée du pétrole (à l'exclusion des projets d'expansion par injection d'eau) entrepris depuis le 1^{er} avril 2005 (*Royalty/Tax Regime for Enhanced Oil Recovery Projects (Excluding Waterflood Projects) Commencing on or after April 1, 2005*) prévoit une redevance à la Couronne correspondant à 1 % des produits d'exploitation bruts à l'égard des projets de récupération améliorée du pétrole avant l'atteinte du seuil de rentabilité et à 20 % une fois le seuil de rentabilité atteint et un impôt sur la production en propriété franche sur le bénéfice d'exploitation tiré des projets de récupération améliorée du pétrole de 0 % avant l'atteinte du seuil de rentabilité et de 8 % une fois le seuil de rentabilité atteint;
 - Le programme de redevances ou d'imposition applicable aux puits de pétrole ayant une teneur élevée en eau (*Royalty/Tax Regime for High Water-Cut Oil Wells*) prévoit que les taux des redevances ou de la taxe relatifs au pétrole de troisième niveau s'appliquent à la production accrue provenant des puits de pétrole ayant une teneur élevée en eau résultant d'investissements admissibles effectués afin de rajeunir des puits de pétrole admissibles ou des installations connexes.

En 1975, le gouvernement de la Saskatchewan a mis en place un remboursement d'impôt au titre des redevances (*Royalty Tax Rebate*) (« **RITR** ») en réaction au refus du gouvernement du Canada de reconnaître les redevances à la Couronne et les taxes et impôts similaires à titre de dépenses d'entreprise déductibles aux fins de l'impôt sur le revenu. En date du 1^{er} janvier 2007, le report prospectif du solde du RITR inutilisé a été limité à sept ans, étant

donné que le gouvernement du Canada a rétabli la pleine déduction des redevances sur les ressources provinciales dans le calcul du revenu imposable fédéral et provincial. Le RITR de la Saskatchewan sera réduit progressivement en raison du projet du gouvernement du Canada de rétablir la pleine déductibilité des redevances sur les ressources provinciales aux fins de l'impôt des sociétés.

Le 22 juin 2011, le gouvernement de la Saskatchewan a publié les normes de conservation du gaz associé applicables au secteur du pétrole en amont (*Upstream Petroleum Industry Associated Gas Conservation Standards*), qui visent à réduire les émissions produites par le torchage et la ventilation du gaz associé (les « **normes relatives au gaz naturel associé** »). Les normes relatives au gaz naturel associé, qui ont été élaborées conjointement avec le secteur, s'appliqueront dès le 1^{er} juillet 2012 aux nouveaux puits et aux nouvelles installations qui auront été autorisés à partir de cette date, et à compter du 1^{er} juillet 2015 aux puits et aux installations autorisés existants.

Manitoba

Au Manitoba, le montant de la redevance payable sur le pétrole tiré des terres de la Couronne dépend de la catégorie dans laquelle le pétrole est classé, soit le « pétrole ancien » (extrait d'un puits foré avant le 1^{er} avril 1974 qui n'est pas admissible à titre de pétrole nouveau ou de pétrole de troisième niveau), le « pétrole nouveau » (qui n'est pas du pétrole de troisième niveau et est extrait d'un puits foré à compter du 1^{er} avril 1974 et avant le 1^{er} avril 1999, d'un puits abandonné qui a fait l'objet d'une rentrée pendant cette période, d'un puits de pétrole ancien résultant d'un projet de récupération améliorée mis en œuvre pendant cette période ou d'un puits horizontal), le « pétrole de troisième niveau » (extrait d'un puits vertical foré après le 1^{er} avril 1999, d'un puits abandonné qui a fait l'objet d'une rentrée après cette date, d'un puits vertical inactif qui a été activé après cette date, d'un puits marginal qui a fait l'objet d'un reconditionnement majeur ou d'un puits de pétrole ancien ou d'un puits de pétrole nouveau qui résulte d'un projet de récupération améliorée mis en œuvre après cette date) ou le « pétrole exempté » (exempté de redevance ou d'impôt). Les taux de redevances sont établis d'après une échelle mobile, selon la production de pétrole mensuelle sur une « surface unitaire » ou la production de pétrole attribuée à une « parcelle unitaire » aux termes d'un « accord d'union » ou d'un « arrêté d'union » du ministre. Dans le cas des puits horizontaux, la redevance sur le pétrole tiré des terres de la Couronne est établie d'après la quantité de pétrole attribuée à une surface unitaire conformément aux règlements applicables.

Les redevances payables sur la production de gaz naturel tiré des terres de la Couronne correspondent à 12,5 % du volume de gaz naturel vendu, calculé pour chaque mois de production.

Les producteurs de pétrole et de gaz naturel extraits des terres en propriété franche du Manitoba doivent verser chaque mois des impôts sur la production en propriété franche. L'impôt sur la production de pétrole extrait des terres en propriété franche est établi d'après une échelle mobile, selon le volume de production mensuel et la catégorie dans laquelle le pétrole est classé, soit le pétrole ancien, le pétrole nouveau, le pétrole de troisième niveau ou le pétrole exempté. Les producteurs de gaz naturel extrait de terres en propriété franche au Manitoba doivent verser chaque mois un impôt sur la production en propriété franche correspondant à 1,2 % du volume vendu, calculé pour chaque mois de production. Aucun impôt n'est payable sur la production de gaz extrait de terres en propriété franche qui est utilisé comme carburant.

Le gouvernement du Manitoba offre un programme incitatif visant le forage (le « **programme** »), qui vise à promouvoir les investissements dans la mise en valeur durable des ressources de pétrole. Le programme offre aux titulaires de licences visant des puits nouvellement forés, ou des puits admissibles où un reconditionnement majeur a été réalisé, un certain « volume de pétrole exempté » : aucune redevance à la Couronne ni aucun impôt sur la production en propriété franche n'est payable tant que le volume en question n'a pas été produit. Les volumes de pétrole exemptés doivent être produits dans les dix (10) ans suivant la date de la fin du forage ou la date d'achèvement d'un reconditionnement majeur. Les puits forés à des fins d'injection ou convertis en puits d'injection dans le cadre d'un projet de récupération améliorée ont droit à une exemption de un (1) an à l'égard de certaines parties du projet. Aux termes du programme, les puits forés à des fins d'injection (ou les puits convertis en puits d'injection avant la production d'un volume déterminé de pétrole) dans le cadre d'un projet de récupération améliorée du pétrole qui a été approuvé ont droit à une exemption de un an à l'égard de certaines parties du projet.

Le programme compte les éléments suivants, qui sont assujettis à certaines dispositions du *Crown Royalty and Incentives Regulation* :

- des mesures d'encouragement visant les nouveaux puits (*New Well Incentive*) permettent aux titulaires de licences visant des puits non horizontaux nouvellement forés (avant le 1^{er} janvier 2014) de bénéficier d'un volume de pétrole exempté pouvant aller jusqu'à 10 000 m³;
- des mesures d'encouragement visant le forage en profondeur (*Deep Drilling Incentive*) permettent aux titulaires de licences qui forent un puits dont la profondeur totale permet d'accéder à la formation Duperow du Dévonien de bénéficier d'un volume de pétrole exempté allant jusqu'à 20 000 m³ et les titulaires de licence qui forent un puits plus profond que la formation Three Forks du Dévonien peuvent attribuer, en une seule fois, un volume de pétrole exempté pouvant atteindre 10 000 m³ obtenu grâce à des forages ou à des reconditionnements majeurs antérieurs au volume de pétrole exempté de ce puits;
- des mesures d'encouragement visant le forage de puits horizontaux (*Horizontal Well Initiative*) permettent aux titulaires de licences visant des puits horizontaux forés avant le 1^{er} janvier 2014 de bénéficier d'un volume de pétrole exempté de 10 000 m³ et la première section horizontale (sous réserve de quelque autre approbation que ce soit) forée à partir d'un puits horizontal existant entre le 1^{er} janvier 2009, inclusivement, et le 1^{er} janvier 2014, exclusivement (et plus de un (1) an après la date de fin du forage du puits) peut bénéficier d'un volume de pétrole exempté supplémentaire de 3 000 m³;
- des mesures d'encouragement visant le reconditionnement majeur de puits marginaux (*Marginal Well Major Workover Incentive*) permettent aux titulaires de licences visant des puits marginaux où des travaux de reconditionnement majeurs sont réalisés avant le 1^{er} janvier 2014 de bénéficier d'un volume de pétrole exempté de 500 m³, un puits de pétrole marginal étant défini comme étant un puits abandonné ou un puits qui n'était pas en exploitation au cours des 12 mois précédents ou dont la production de pétrole s'établissait en moyenne à moins de 1 m³ par jour d'exploitation;
- des mesures d'encouragement visant le forage de puits d'injection (*Injection Well Incentive*) prévoient une exemption d'une durée de un an à l'égard du versement de redevances à la Couronne ou d'impôts sur la production tirée des terres en propriété franche attribués à une parcelle unitaire où un puits est foré ou converti à l'injection d'eau.

De plus, le volume de pétrole exempté qui est extrait d'un puits nouvellement foré ou d'un puits marginal qui a fait l'objet de travaux de reconditionnement majeurs peut être transféré à un compte de volume de pétrole exempté (*Holiday Oil Volume Account*) à la demande du titulaire de la licence : l'objet de cette mesure est d'optimiser la valeur du volume de pétrole exempté qui est acquis en offrant à une société la possibilité de répartir des volumes de pétrole exempté qui sont acquis entre de nouveaux puits.

Régime foncier

Le pétrole brut et le gaz naturel se trouvant dans les provinces de l'Ouest appartiennent en majeure partie aux gouvernements respectifs de ces provinces, à l'exception du Manitoba, où environ 80 % des droits sur le pétrole brut et le gaz naturel se trouvant dans la partie sud-ouest de la province appartiennent à des intérêts privés. Les gouvernements provinciaux accordent des droits d'exploration et de production relatifs au pétrole et au gaz naturel aux termes de baux, de licences et de permis d'une durée variable, selon les conditions énoncées dans les lois provinciales, notamment l'obligation d'effectuer certains travaux ou de faire certains paiements. Les droits d'exploration et de production se rapportant à des terrains appartenant à des intérêts privés sont accordés aux termes de baux selon des modalités négociées.

Les provinces d'Alberta, de Colombie-Britannique, de Saskatchewan et du Manitoba ont adopté des lois prévoyant la réversion à la Couronne des droits miniers visant les formations géologiques profondes et non productives à la fin de la durée initiale d'un bail ou d'une licence. Depuis le 29 mars 2007, la politique en matière de réversion des droits sur le gaz profond de la Colombie-Britannique s'applique aux nouveaux baux et prévoit la réversion des droits

sur le gaz provenant des formations géologiques dont on ne peut pas démontrer qu'elles sont capables de production à la fin de la durée initiale du bail.

L'Alberta a elle aussi une politique de « réversion des droits sur le gaz peu profond » qui prévoit la réversion à la Couronne des droits miniers sur les formations géologiques peu profondes et non productives aux termes de tous les baux et licences. Pour ce qui est des baux et des licences octroyés après le 1^{er} janvier 2009, la réversion des droits sur le gaz peu profond s'appliquera à la fin de la durée initiale du bail ou de la durée intermédiaire de la licence. Les détenteurs des baux ou les titulaires des licences qui ont été prolongés indéfiniment avant le 1^{er} janvier 2009 seront informés de la réversion des droits sur le gaz peu profond, qui sera mise en œuvre trois ans après la date de l'avis en question. Les baux et les licences qui ont été octroyés avant le 1^{er} janvier 2009, mais qui ont été prolongés après cette date, ne feront pas l'objet de la réversion des droits sur le gaz peu profond; par la suite, les détenteurs de ces conventions se verront signifier un avis de réversion des droits sur le gaz peu profond en fonction de l'année de la découverte et de l'emplacement du gisement, similaire à celui qui vise les baux et licences qui avaient déjà été prolongés en date du 1^{er} janvier 2009. L'ordre dans lequel ces conventions feront l'objet d'un avis de réversion dépendra de l'année de la découverte et de l'emplacement du gisement. Le gouvernement de l'Alberta avait prévu que les détenteurs des baux plus anciens commenceraient à recevoir l'avis de réversion à compter d'avril 2011; cependant, le 14 avril 2011, il a annoncé qu'il reportait la signification des avis de réversion des droits sur le gaz peu profond et qu'il reverrait sa décision au printemps 2012.

Réglementation environnementale

Le secteur pétrolier et gazier est actuellement assujéti à des règlements environnementaux prévus par diverses lois provinciales et fédérales, qui sont tous susceptibles d'être révisés et modifiés par le gouvernement. Ces lois et règlements limitent ou interdisent le rejet ou l'émission de diverses substances produites dans le cadre de certaines activités du secteur pétrolier et gazier, telles que le dioxyde de soufre et l'oxyde nitreux. En outre, ils exigent que l'emplacement des puits et des installations soit abandonné et remis en état à la satisfaction des autorités provinciales. La conformité à ces lois et règlements peut nécessiter des dépenses importantes et la violation de ces exigences peut entraîner la suspension ou la révocation des permis, licences et autorisations nécessaires, l'attribution d'une responsabilité civile quant aux dommages dus à la pollution et l'imposition d'amendes ou de sanctions lourdes.

En décembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a publié une nouvelle politique d'utilisation des terres en surface de l'Alberta, soit le cadre d'utilisation des terres de l'Alberta (*Alberta Land Use Framework*) (le « **CUTA** »). Le CUTA établit la démarche qui doit servir à gérer l'utilisation des terres publiques et privées et la mise en valeur des ressources naturelles d'une manière conforme aux objectifs économiques, environnementaux et sociaux à long terme de la province. Il prévoit l'élaboration de plans d'utilisation des terres propres à chaque région en vue de gérer les effets combinés de l'utilisation actuelle et future des terres dans une région donnée et l'intégration d'une démarche de gestion des effets cumulatifs aux plans en question.

La *Alberta Land Stewardship Act* (la « **ALSA** ») a été promulguée le 1^{er} octobre 2009 en Alberta et confère au gouvernement de l'Alberta le pouvoir législatif de mettre en œuvre les politiques prévues dans le CUTA. Les plans régionaux qui ont été établis conformément à l'ALSA seront réputés être des textes législatifs qui équivalent à des règlements et lieront le gouvernement de l'Alberta et les organismes de réglementation provinciaux, y compris ceux qui régissent le secteur pétrolier et gazier. En cas de conflit ou de contradiction entre un plan régional et un autre règlement, document réglementaire ou consentement prévu par la loi, le plan régional prévaut. En outre, l'ALSA oblige les gouvernements locaux et les ministères, les organismes, les organes administratifs et les tribunaux provinciaux à revoir leurs documents réglementaires et à y apporter les modifications nécessaires afin de s'assurer qu'ils soient conformes au plan régional qui a été adopté. L'ALSA prévoit également la modification ou l'abolition de consentements prévus par la loi donnés antérieurement, tels que les permis, les licences, les approbations et les autorisations réglementaires, afin d'atteindre un objectif ou de maintenir une politique résultant de la mise en œuvre d'un plan régional. Les objectifs des plans régionaux qui sont énoncés dans l'ALSA sont appuyés par des mesures comme la servitude de conservation, qui peut être accordée aux fins de la protection, de la conservation et de l'amélioration des terres, et des directives en matière de conservation, qui sont des déclarations explicites prévues dans un plan régional qui visent à mettre en réserve des terres désignées en vue de protéger, de conserver, de gérer et d'améliorer l'environnement.

Le 29 août 2011, le gouvernement de l'Alberta a publié une version modifiée (le « **plan modifié** ») de son plan régional pour les basses terres de l'Athabasca daté du 5 avril 2011 (le « **plan initial** »). Le plan modifié, qui établit plusieurs zones de conservation dans la région de l'Athabasca, a modifié les limites de certaines zones de conservation qui étaient prévues dans le plan initial, de sorte que moins de baux relatifs à des sables bitumineux semblent être touchés. Conformément au plan initial, puisque le plan modifié vise à gérer les zones de manière à réduire au minimum, voire à empêcher, la perturbation des terres, les activités associées à la mise en valeur des sables bitumineux sont jugées incompatibles avec l'intention de gérer de telles zones de conservation. Cependant, dans le plan modifié, il n'est plus question d'annuler les tenures existantes; on envisage désormais de créer des zones de conservation conformes aux lois existantes plutôt qu'aux règlements envisagés antérieurement. Les droits existants sur le pétrole et le gaz naturel classiques ne seront pas touchés, bien que le plan modifié soulève certaines questions quant au fait d'accorder de nouveaux baux et licences dans les zones de conservation à l'avenir. En outre, un plan régional pour le sud de la Saskatchewan est en voie de planification.

Réglementation relative aux changements climatiques

Réglementation fédérale

Le gouvernement du Canada a lancé son plan en vue de réglementer les émissions de gaz à effet de serre (les « **GES** ») émanant des gros émetteurs industriels au moyen de normes de rendement. Le premier secteur à être réglementé est celui des centrales électriques alimentées au charbon, suivi par le secteur pétrolier et gazier. Le gouvernement du Canada a publié un projet de règlement sur les normes de rendement applicables aux nouvelles centrales électriques alimentées au charbon et aux centrales qui ont atteint la fin de leur durée de vie utile. La version définitive du règlement n'a pas été publiée.

Cette mesure en matière de réglementation indique clairement la manière dont le Canada entend orienter sa stratégie en matière de changements climatiques. Même si le gouvernement du Canada vise à réduire les émissions de GES des émetteurs industriels, il n'a clairement pas l'intention de mettre en œuvre une politique d'établissement du prix du carbone, comme une taxe sur le carbone ou un système de plafonnement et d'échange.

En janvier 2012, le gouvernement du Canada a annoncé que le règlement serait assoupli afin de donner une certaine marge de manœuvre aux centrales alimentées au charbon. Même si la version finale du règlement n'est toujours pas arrêtée, on prévoit que les provinces, au lieu du gouvernement du Canada, seront chargées de la mise en œuvre du règlement. La nouvelle approche permettra aux provinces d'établir des cibles d'émissions globales, plutôt que d'accepter des cibles précises pour chaque centrale comme le proposait la version initiale du règlement fédéral. Divers mécanismes offrant une certaine souplesse font également l'objet de discussions, comme la modification des échéances des réductions d'émissions requises.

À l'heure actuelle, le gouvernement du Canada consulte les représentants du secteur pétrolier et gazier en vue d'appliquer les normes de rendement au secteur. Les consultations ont été tenues de façon raisonnablement concertée. Pour la rédaction du règlement, trois groupes de travail ont été établis : les sables bitumineux, les usines de valorisation et les raffineries et les « autres ». On prévoyait qu'un projet de règlement serait publié vers la fin de 2012, mais il ne devrait pas l'être avant la publication de la version finale du règlement applicable aux centrales alimentées au charbon.

La 17^e Conférence des Parties (la « **CP 17** »), tenue en décembre 2011, a donné lieu à la Plateforme de Durban pour une action renforcée. La plateforme oblige les signataires à élaborer un accord de réduction des GES légalement contraignant d'ici 2015, en vue de le mettre en œuvre d'ici 2020. La CP 17 a également donné lieu à la poursuite de la mise sur pied du Fonds vert pour le climat et à l'élaboration de méthodes pour le captage et le stockage du carbone comme type de crédit compensatoire éventuel aux termes du Mécanisme pour un développement propre. Il s'agit d'une réalisation majeure qui pourrait donner lieu à la négociation du carbone capté et stocké sur d'autres marchés du carbone.

L'accord de Durban vise également les pays en voie de développement qui sont de gros émetteurs, comme l'Inde et la Chine. De nombreux observateurs ont estimé que cette avancée constituait un élément critique de l'avenir de la mise en œuvre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.

L'Environmental Protection Agency (l'« **EPA** ») des États-Unis a indiqué qu'elle avait l'intention d'imposer des normes en matière d'émissions de GES aux centrales électriques alimentées aux combustibles fossiles et précisé qu'elle publierait la version définitive du règlement au plus tard le 26 mai 2012 et, pour ce qui est des raffineries, qu'elle publierait un projet de règlement au plus tard le 10 décembre 2011 et la version définitive de ce règlement au plus tard le 10 novembre 2012. L'EPA n'a pas respecté l'échéance du 10 décembre 2011 et il n'est pas certain qu'elle respectera celle de la version définitive du règlement.

Alberta

L'Alberta a adopté la *Climate Change and Emissions Management Act* (la « **CCEMA** ») le 4 décembre 2003 et l'a modifiée au moyen de la *Climate Change and Emissions Management Amendment Act*, qui a reçu la sanction royale le 4 novembre 2008. La CCEMA repose sur une méthode de contrôle de l'intensité des émissions et vise une réduction de 50 % par rapport aux émissions de 1990 en fonction du PIB d'ici 2020.

Les installations albertaines qui émettent plus de 100 000 tonnes métriques de GES par année sont assujetties à la CCEMA. Tout comme le plan d'action mis à jour, la CCEMA et le *Specified Gas Emitters Regulation* y affèrent font la distinction entre les « installations établies » et les « nouvelles installations ». Les installations établies sont celles qui ont terminé leur première année d'exploitation commerciale avant le 1^{er} janvier 2000 ou qui comptent au moins huit ans d'exploitation commerciale. Elles sont tenues de réduire l'intensité de leurs émissions à 88 % de leur seuil pour 2008 et les années ultérieures, leur seuil étant établi selon la moyenne du ratio des émissions annuelles totales par rapport à la production des années 2003 à 2005. Les nouvelles installations sont celles qui ont terminé leur première année d'exploitation commerciale le 31 décembre 2000, ou au cours d'une année ultérieure, et qui comptent moins de huit ans d'exploitation commerciale ou qui sont désignées à titre de nouvelles installations conformément au *Specified Gas Emitters Regulation*. Elles sont tenues de réduire l'intensité de leurs émissions de 2 %, de 4 %, de 6 %, de 8 % et de 10 % par rapport à leur seuil durant la quatrième, la cinquième, la sixième, la septième et la huitième années d'exploitation commerciale, respectivement. Contrairement au plan d'action mis à jour, la CCEMA ne prévoit aucune disposition en vue d'une amélioration annuelle constante de la réduction de l'intensité des émissions au delà des cibles indiquées ci-dessus.

La CCEMA comporte plusieurs mécanismes de conformité. Les émetteurs réglementés peuvent atteindre leurs cibles d'intensité des émissions en contribuant au fonds de gestion des changements climatiques et des émissions (*Climate Change and Emissions Management Fund*) (le « **fonds** ») au taux de 15 \$ par tonne métrique d'équivalents-CO₂, ils peuvent réduire leurs émissions à l'interne ou ils peuvent acheter des crédits d'émission auprès des émetteurs réglementés qui ont réduit leurs émissions en deçà de leur cible d'intensité des émissions ou des émetteurs non réglementés qui ont généré des compensations d'émission grâce à des activités qui ont entraîné des réductions d'émissions conformément aux protocoles établis qui ont été publiés par le gouvernement de l'Alberta. À titre d'entreprise non réglementée, ARC est en mesure d'envisager de pénétrer le marché des crédits d'émission de carbone de l'Alberta en qualité de vendeur net de crédits conformément à la CCEMA.

Le 2 décembre 2010, le gouvernement de l'Alberta a adopté la *Carbon Capture and Storage Statutes Amendment Act, 2010*, en vertu de laquelle l'espace poral sous-jacent à toutes les terres de l'Alberta est réputé être, et avoir toujours été, la propriété de la Couronne, et qui prévoit la prise en charge du passif à long terme lié aux projets de séquestration de carbone par la Couronne, si certaines conditions sont remplies.

Colombie-Britannique

En février 2008, la Colombie-Britannique a annoncé une taxe sur le carbone sans incidence sur les recettes qui a pris effet le 1^{er} juillet 2008. La taxe est fonction de l'utilisation et s'applique au moment de la vente au détail ou de la combustion de pratiquement tous les combustibles fossiles achetés ou utilisés en Colombie-Britannique. Le taux actuel de la taxe est de 25 \$ la tonne métrique d'équivalents-CO₂. Il devrait atteindre 30 \$ la tonne métrique d'équivalents-CO₂ le 31 juillet 2012. Afin que la taxe n'ait pas d'incidence sur ses recettes fiscales, le gouvernement de la Colombie-Britannique offre des crédits et des réductions d'impôt qui compensent la somme qu'il percevrait par ailleurs au moyen de cette taxe.

Le 3 avril 2008, la Colombie-Britannique a adopté la *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act* (la « **GGRA** »), qui a reçu la sanction royale le 29 mai 2008 et est entrée partiellement en vigueur au moyen d'un

règlement adopté par le lieutenant-gouverneur en conseil. Contrairement à la méthode de contrôle de l'intensité des émissions adoptée par le gouvernement de l'Alberta, la GGRA établit un plafond absolu des émissions de GES. Bien que les particularités du système de plafonds et d'échanges de la Colombie-Britannique n'aient pas encore été établies, le 1^{er} janvier 2010, le nouveau règlement en matière de déclaration est entré en vigueur. Il exige que toutes les installations de la Colombie-Britannique qui émettent plus de 10 000 tonnes métriques d'équivalents-CO₂ par année commencent à déclarer leurs émissions. Les installations qui déclarent des émissions supérieures à 25 000 tonnes métriques d'équivalents-CO₂ par année sont tenues de faire vérifier leurs rapports sur les émissions par un tiers. Le règlement relatif au système d'échange des émissions projeté est actuellement en cours d'élaboration.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a adopté la *Greenhouse Gas Reduction Targets Act* (la « **GGRTA** ») en 2007. Cette loi exige que les émissions de GES dans la province soient réduites d'au moins 33 % par rapport aux seuils de 2007 au plus tard en 2020. Cette loi régit l'application du *Emission Offsets Regulation* et du *Carbon Neutral Government Regulation* (tous deux adoptés en 2008).

ARC est assujettie aux obligations en matière de vérification qui s'appliquent aux activités qu'elle exerce dans la province. Nous sommes en train d'examiner activement les occasions de compensation offertes par le *Emission Offset Regulation* en matière de crédits de carbone.

Saskatchewan

Le 11 mai 2009, le gouvernement de la Saskatchewan a annoncé la loi intitulée *The Management and Reduction of Greenhouse Gases Act* (la « **MRGGA** »), qui réglemente les émissions de GES dans la province. La MRGGA a reçu la sanction royale le 20 mai 2010 et est entrée en vigueur par proclamation. Aucun règlement n'a encore été promulgué en vertu de la MRGGA, mais les projets en cours indiquent que la Saskatchewan adoptera, d'ici 2020, un objectif de réduction des émissions de GES de 20 % par rapport aux seuils de 2006 et permettra le recours à des crédits d'investissement certifiés au préalable, à des crédits pour des mesures d'action précoce et à des crédits d'émission similaires à l'initiative en matière de changements climatiques qui a été adoptée par le gouvernement de l'Alberta. On ne sait pas si le mécanisme implanté par la MRGGA sera fondé sur l'intensité des émissions ou sur le plafonnement absolu des émissions, ou les deux.

Manitoba

Le gouvernement du Manitoba a indiqué qu'il avait l'intention d'entamer des consultations publiques au sujet de la mise en œuvre d'un système de plafonnement et d'échange en vue de réduire les émissions de GES. Toutefois, au Manitoba, aucune loi à cet égard n'est actuellement en vigueur.

FACTEURS DE RISQUE

Le texte qui suit présente certains facteurs de risque inhérents à notre entreprise que les épargnants éventuels devraient examiner avec soin avant de décider d'acheter des actions ordinaires. Les résidents des États-Unis et les autres non-résidents du Canada devraient également prendre connaissance des facteurs de risque énoncés à la rubrique « *Facteurs de risque applicables aux résidents des États-Unis et aux autres non-résidents du Canada* ».

Nos bénéfices et nos rentrées de fonds proviennent de la production de pétrole et de gaz naturel tirée de nos avoirs miniers canadiens et sont assujettis aux risques et aux incertitudes inhérents au secteur pétrolier et gazier en général, notamment les risques exposés ci-après. Si les réserves de pétrole et de gaz naturel qui se trouvent sur nos propriétés ne sont pas accrues par d'autres travaux de mise en valeur ou par l'acquisition de propriétés pétrolières et gazières, nous pourrions être dans l'impossibilité de verser des dividendes à nos actionnaires. Le cours des actions ordinaires sur le marché est tributaire de divers facteurs d'ordre économique, politique et réglementaire, dont bon nombre sont indépendants de notre volonté, et, en partie uniquement, de la mesure dans laquelle nous réussissons à gérer les risques exposés ci-après, dont certains sont indépendants de notre volonté.

Risques liés à notre entreprise et à nos activités

Le fléchissement du prix du pétrole et du gaz naturel aura une incidence défavorable sur notre situation financière.

Nos résultats d'exploitation et notre situation financière et, par conséquent, les sommes que nous versons aux actionnaires sous forme de dividendes sont tributaires du prix auquel nous vendons notre production de pétrole et de gaz naturel. Le prix du pétrole et du gaz naturel a été extrêmement volatil au cours des dernières années. Le prix du pétrole brut s'est établi en moyenne à 94,04 \$ le baril de WTI au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2011, contre 81,87 \$ le baril pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010. Le prix du gaz naturel à l'AECO pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 s'est établi à 3,67 \$ le kpi³, contre 4,12 \$ le kpi³ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, et a fléchi considérablement de nouveau au début de 2012 pour s'établir en moyenne à 2,45 \$ le kpi³ en février. Les stocks de gaz naturel en Amérique du Nord ont atteint des sommets inégalés et, conjugués à la baisse des prix, ils pourraient entraîner l'arrêt de la production de gaz naturel à compter de 2012. Si le prix du pétrole et du gaz naturel fléchit davantage, les dividendes versés sur les actions ordinaires pourraient diminuer ou être abolis. Le prix du pétrole et du gaz naturel est déterminé par des facteurs économiques et, dans le cas du pétrole, par des facteurs politiques et par un éventail de facteurs supplémentaires qui sont indépendants de notre volonté. Ces facteurs comprennent la conjoncture économique aux États-Unis, au Canada, en Europe et partout ailleurs dans le monde, les mesures prises par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole, la réglementation gouvernementale, la stabilité politique au Moyen-Orient, en Afrique du Nord et ailleurs, la capacité interne de production de gaz naturel tirée des gisements schisteux aux États-Unis, l'offre de pétrole et de gaz naturel à l'étranger, les risques liés à la perturbation de l'approvisionnement, le prix des importations étrangères et l'accès aux sources de carburant de rechange. L'agitation politique qui se poursuit dans les pays d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient pourrait accentuer la volatilité du prix du pétrole et compromettre la reprise actuelle de l'économie mondiale ou encore avoir d'autres conséquences imprévues. Toute diminution marquée et prolongée du prix du pétrole et du gaz naturel aurait un effet défavorable sur la valeur comptable de nos réserves prouvées et probables, sur la valeur de notre actif net, sur notre pouvoir d'emprunt, sur notre production, sur nos produits d'exploitation, sur notre rentabilité, sur nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, sur le montant de nos dépenses en immobilisations et, au bout du compte, sur notre situation financière et, par le fait même, sur les dividendes versés à nos actionnaires.

Les installations de collecte et de traitement et les réseaux de transport par pipeline sont exposés à certains risques et, dans certaines circonstances, pourraient avoir une incidence défavorable sur les sommes que nous touchons pour le pétrole et le gaz naturel que nous vendons.

La Société livre ses produits au moyen de réseaux de collecte, de traitement et de transport par pipeline qui ne lui appartiennent pas tous. La quantité de pétrole et de gaz naturel que la Société peut produire et vendre dépend de l'accessibilité, de la disponibilité, de la proximité et de la capacité de ces réseaux. Au cours du premier trimestre de 2012, la hausse de l'offre de pétrole au Canada et aux États-Unis, le taux d'arrêt des activités supérieur à la normale des raffineries et la congestion des pipelines aux États-Unis ont entraîné une baisse considérable des prix que les producteurs canadiens ont obtenu par rapport au prix du pétrole brut WTI. En raison de cette baisse de prix, la Société pourrait être incapable de réaliser le plein potentiel économique de sa production. Tout changement important dans les facteurs commerciaux ou d'autres conditions ayant une incidence sur ces réseaux d'infrastructures et ces installations, de même que tout retard dans la construction de nouveaux réseaux d'infrastructures et d'installations, pourrait nuire à l'entreprise de la Société et, par ricochet, à sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie.

En 2011, certains pipelines ont eu des fuites qui ont attiré l'attention des médias et d'autres parties intéressées. En conséquence, il se pourrait que les gouvernements adoptent de nouveaux règlements ou modifient les lois en vigueur, ce qui pourrait empêcher ARC de poursuivre ses activités ou accroître le coût de ses activités.

Il se pourrait que, à l'occasion, la Société fasse traiter une partie de sa production dans des installations de tiers sur lesquelles la Société n'exerce aucun contrôle. Ces installations pourraient à l'occasion réduire ou interrompre leurs activités, que ce soit en raison de travaux d'entretien réguliers ou en raison d'imprévus. La diminution ou l'interruption de ces activités pourrait avoir une incidence défavorable importante sur le pouvoir de la Société de traiter sa production et de la livrer aux acheteurs.

L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain aura une incidence défavorable sur notre situation financière.

Le prix du pétrole à l'échelle mondiale est libellé en dollars américains et le prix que les producteurs canadiens touchent varie par conséquent en fonction de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain, qui peut fluctuer au fil du temps. Une hausse marquée du dollar canadien pourrait avoir une incidence défavorable sur nos produits d'exploitation et sur notre pouvoir de maintenir les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et les dividendes à leur niveau actuel.

L'économie mondiale ne s'est pas remise complètement et des circonstances imprévues pourraient avoir une incidence défavorable sur notre situation financière.

Les faits qui se sont produits sur le marché, y compris les perturbations qui ont marqué les marchés du crédit internationaux et d'autres systèmes financiers et le taux d'endettement des pays d'Amérique et d'Europe, ont causé une forte volatilité du prix des produits de base au cours des dernières années. Cette situation a entraîné une perte de confiance à l'égard des marchés du crédit et des capitaux mondiaux, un climat d'extrême volatilité, une perte de liquidité, un élargissement des écarts de crédit, un manque de transparence des prix, des pertes de crédit accrues et un resserrement des conditions de financement. Malgré les diverses mesures prises par les gouvernements, les préoccupations au sujet de l'état général des marchés financiers, des instruments financiers, des banques, des maisons de courtage, des assureurs et des autres institutions financières ont aggravé la détérioration des marchés du crédit élargis et entraîné un déclin marqué des marchés boursiers. Cette volatilité pourrait empêcher éventuellement la Société de réunir des capitaux propres ou des capitaux d'emprunt à des conditions acceptables et, en conséquence, celle-ci pourrait éprouver de la difficulté à exercer ses activités avec efficacité.

Le conseil d'ARC Resources jouit d'un pouvoir discrétionnaire en ce qui a trait au versement des dividendes et pourrait décider de cesser d'en verser dans certaines circonstances.

Les distributions mensuelles par part de fiducie ont atteint un sommet de 0,28 \$ en août 2008, pour chuter à 0,10 \$ en 2009; le dividende mensuel courant a été maintenu à 0,10 \$ par action ordinaire. Les dividendes sur les actions ordinaires ne sont pas des dividendes privilégiés, ni des dividendes cumulatifs, ni des dividendes dont les modalités stipulent un montant ou un taux fixe. Ainsi, les dividendes ne constituent pas un « rendement » au sens traditionnel du terme et ne peuvent être comparés avec des obligations ou d'autres titres à revenu fixe, à l'égard desquels les épargnants ont droit au remboursement intégral du capital à l'échéance en plus du rendement du capital investi au moyen des versements de l'intérêt. Les dividendes sont déclarés conditionnellement par notre conseil, à son entière discrétion, et doivent être confirmés chaque mois par voie de communiqué de presse, en plus d'être expressément susceptibles d'être modifiés au gré de la politique en matière de dividendes d'ARC, qui, à son tour, peut être modifiée à l'entière discrétion d'ARC. Voir « *Dividendes et distributions – Politique en matière de dividendes* ». Les dividendes peuvent être modifiés ou abolis à quel moment que ce soit.

Notre pouvoir de continuer à verser des dividendes repose sur un certain nombre de facteurs, notamment la mesure dans laquelle nous réussirons à exploiter les propriétés existantes et à acquérir des réserves supplémentaires.

Nous ne pourrions accroître nos réserves de pétrole et de gaz naturel que si nous réussissons à exploiter les propriétés existantes et à acquérir des réserves supplémentaires. Nous distribuons actuellement une part de nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation aux actionnaires sous forme de dividendes, au lieu de les réinvestir dans l'ajout de réserves. Nous ne pourrions effectuer les dépenses en immobilisations nécessaires pour maintenir ou augmenter nos réserves de pétrole et de gaz naturel que si nous avons accès à des sources de capitaux externes et que nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation demeurent ce qu'ils sont actuellement. Dans la mesure où nous utilisons les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour financer les dépenses en immobilisations ou les acquisitions de propriétés, la tranche de ces flux de trésorerie qui peut servir à verser des dividendes aux actionnaires sera réduite. Il n'est pas certain que nous réussirons à mettre en valeur ou à acquérir des réserves supplémentaires selon des modalités qui correspondent à nos objectifs de placement. Sans ces réserves supplémentaires, nos réserves actuelles s'épuiseront et, par conséquent, la production tirée de nos propriétés ou la durée moyenne des réserves de celles-ci diminuera, ce qui pourrait faire diminuer la valeur des actions ordinaires et le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pouvant servir à verser des dividendes aux actionnaires.

Nos activités de couverture pourraient avoir une incidence défavorable sur le bénéfice et la situation financière de la Société.

Nous gérons activement le risque lié à la fluctuation du prix des produits de base en concluant des opérations de couverture du prix du pétrole ou du gaz naturel. En couvrant le prix des produits de base, nous nous privons des avantages que comporterait pour nous l'augmentation de ce prix, dont certains pourraient être considérables. On trouvera de plus amples renseignements au sujet de notre programme de couverture du prix des produits de base à la rubrique « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz – Autre information concernant le pétrole et le gaz – Contrats à terme* ». Nous pouvons conclure certaines opérations de couverture afin de tenter d'atténuer le risque que le dollar canadien s'apprécie par rapport au dollar américain. L'appréciation du dollar canadien et les cours du change futurs entre le dollar canadien et le dollar américain pourraient avoir une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, sur les versements de dividendes futurs et sur la valeur de nos réserves établie par des évaluateurs indépendants. De telles opérations de couverture pourraient nous exposer à des pertes, qui pourraient être considérables, et au risque lié à la solvabilité des contreparties avec lesquelles nous concluons ces opérations.

Notre entreprise est fortement réglementée, y compris en ce qui a trait au versement de redevances, ce qui accroît nos frais et pourrait avoir une incidence défavorable sur notre situation financière.

Les activités pétrolières et gazières (y compris le régime foncier, l'exploration, la mise en valeur, la production, le raffinage, le transport et la commercialisation) sont assujetties à des contrôles et règlements rigoureux qui sont imposés par divers paliers de gouvernement et qui sont susceptibles d'être modifiés de temps à autre. En particulier, la plupart de nos éléments d'actif pétrolier et gazier sont assujettis à des redevances imposées par les gouvernements de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba, que ceux-ci sont susceptibles de modifier. Les gouvernements peuvent réglementer les activités d'exploration et de production, le prix et l'exportation du pétrole et du gaz naturel ainsi que les taxes et impôts et les redevances s'y rapportant ou intervenir dans ces domaines. La réglementation accroît nos frais. Nous devons obtenir des permis de diverses autorités gouvernementales afin d'exercer nos activités pétrolières et gazières. Il n'est pas garanti que nous serons en mesure d'obtenir tous les permis et licences dont nous avons besoin pour exercer les activités que nous souhaitons entreprendre. Voir « *Situation dans le secteur* ».

Nos réserves de pétrole et de gaz naturel sont des ressources épuisables.

Les versements de dividendes à même les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de nos propriétés, en l'absence d'augmentation du prix des produits de base ou d'acquisitions ou de travaux de mise en valeur rentables, iront en diminuant au fil du temps parallèlement au déclin habituel de la production tirée des réserves de pétrole, de gaz naturel et de LGN. Nos réserves et notre production de pétrole et de gaz naturel futures et, par conséquent, nos flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation seront largement tributaires de la mesure dans laquelle nous réussissons à exploiter nos réserves actuelles et à acquérir des réserves supplémentaires. Sans réserves supplémentaires, obtenues au moyen d'acquisitions ou d'activités de mise en valeur, nos réserves et notre production pourraient diminuer graduellement à mesure que les réserves seront exploitées. Il n'est aucunement certain que nous réussissons à mettre en valeur ou à acquérir des réserves supplémentaires à des conditions qui correspondent à nos objectifs de placement.

Notre réussite dépend dans une grande mesure de certains employés clés et de la mesure dans laquelle nous réussissons à les fidéliser.

Si nous perdions les services de nos employés clés, cela pourrait retarder la réalisation de certains projets ou, sinon, avoir un effet défavorable important sur nous. Les actionnaires doivent s'en remettre à notre direction pour ce qui est de l'administration et de la gestion de l'ensemble des questions relatives à nos propriétés, aux actions ordinaires et à la sauvegarde de nos locaux et de nos systèmes informatiques principaux. La détérioration de notre culture d'entreprise pourrait compromettre notre réussite à long terme. En date du 31 décembre 2011, nous exploitons environ 87 % de la production quotidienne totale de nos propriétés.

Notre facilité de crédit bancaire a une durée de quatre ans et son montant est fixe.

Nous disposons actuellement d'une facilité de crédit consortiale de 1 G\$ que nous ont consentie 13 banques, sur laquelle nous avons prélevé 319,9 M\$ au 31 décembre 2011. Cette facilité arrive à échéance le 3 août 2015. Selon ses modalités, la facilité de crédit peut être renouvelée chaque année à la demande d'ARC et à la discrétion des prêteurs afin que sa durée soit maintenue à quatre ans.

Au 31 décembre 2011, nous avons des titres d'emprunt à long terme libellés en dollars américains d'un capital de 402,1 M\$ US et libellés en dollars canadiens d'un capital de 29 M\$ CA en circulation sous la forme de billets à long terme (les « **billets** »). Le prochain remboursement de capital des billets est prévu en avril 2011 et le dernier, en mai 2022. Nous avons l'intention de financer ces remboursements au moyen de nos facilités de crédit actuelles ou du produit tiré de l'émission de billets supplémentaires.

Nous sommes tenus de remplir les engagements que nous avons pris aux termes de la facilité de crédit et de nos billets à long terme libellés en dollars américains et en dollars canadiens. Si nous ne remplissons pas ces engagements, notre accès à des capitaux pourrait être restreint ou nos prêteurs pourraient devancer la date de remboursement de notre dette, ce qui pourrait limiter notre pouvoir de verser des dividendes à nos actionnaires.

La fluctuation des taux d'intérêt et des remboursements de capital prévus pourrait modifier considérablement la somme que nous devons affecter au service de la dette, ce qui pourrait réduire la somme disponible aux fins du versement de dividendes sur les actions ordinaires. Certains engagements qui sont prévus dans les conventions que nous avons conclues avec nos prêteurs pourraient également réduire les versements de dividendes. Bien que nous estimions que les facilités de crédit seront suffisantes pour répondre à nos besoins immédiats, il n'est pas certain qu'elles nous permettront de remplir nos obligations financières futures, y compris en ce qui a trait à notre programme de dépenses en immobilisations, ou que nous serons en mesure d'obtenir des fonds supplémentaires.

Voir « *Autres renseignements sur notre entreprise – Emprunts* » à ce sujet.

Pour combler nos besoins de financement, nous avons recours depuis nos débuts à des sources de capitaux externes, à des emprunts et à des placements d'actions et, si nous étions incapables de les combler de ces façons, notre situation financière pourrait en subir les contrecoups.

Nous prévoyons engager des dépenses en immobilisations considérables en vue d'acquérir, d'explorer, de mettre en valeur et d'exploiter des réserves de pétrole et de gaz naturel à l'avenir. Étant donné que nous financerons nos dépenses en immobilisations futures au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'emprunts, d'aliénations de propriétés et peut-être de placements d'actions, notre pouvoir de le faire dépendra, entre autres facteurs, de l'état général des marchés financiers et de l'intérêt que susciteront le secteur énergétique en général et nos titres en particulier auprès des épargnants. De plus, si nos produits d'exploitation ou nos réserves fléchissent, nous risquons de ne pas avoir accès aux capitaux dont nous avons besoin pour entreprendre ou mener à terme des programmes de forage.

En raison de l'instabilité de l'économie mondiale, la Société, comme bien d'autres entreprises pétrolières et gazières, pourrait à l'occasion avoir un accès limité aux capitaux et des frais d'emprunt accrus.

Nous pourrions également émettre de nouvelles actions ordinaires à des prix qui pourraient entraîner une baisse de la production et des réserves par action ordinaire ou nous pourrions vouloir emprunter des fonds afin de financer des acquisitions importantes ou des projets de mise en valeur qui nous permettraient de réaliser nos objectifs à long terme selon des modalités qui ne seraient pas idéales ou en excédent de notre structure du capital optimale.

Si les sources de capitaux externes deviennent limitées ou inaccessibles ou ne sont accessibles que selon des modalités onéreuses, notre pouvoir d'effectuer des dépenses en immobilisations et de conserver ou d'accroître notre actif et nos réserves actuels pourrait être compromis et notre actif, notre passif, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos versements de dividendes pourraient en subir des conséquences défavorables importantes.

À l'occasion, nous pouvons conclure des opérations en vue d'acquérir des éléments d'actif ou des actions d'autres entreprises. Nous pourrions financer ces opérations, en totalité ou en partie, au moyen de capitaux d'emprunt, ce qui pourrait faire croître notre taux d'endettement au-dessus de la norme sectorielle applicable aux entreprises pétrolières et gazières dont l'envergure est semblable à la nôtre. Selon les plans d'exploration et de mise en valeur futurs, nous pourrions être incapables de réunir les capitaux d'emprunt supplémentaires dont nous avons besoin ou, si nous sommes en mesure d'en réunir, de les obtenir à des conditions avantageuses. Ni nos statuts constitutifs ni nos règlements administratifs ne limitent le montant de la dette que nous pouvons contracter. Le taux de notre endettement pourrait à l'occasion nous empêcher de réunir des capitaux supplémentaires en temps opportun en vue de saisir les occasions d'affaires qui se présentent.

Si des tiers manquaient à leurs obligations contractuelles envers nous, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur notre situation financière.

Nous sommes exposés au risque lié à la solvabilité de tiers en raison des ententes contractuelles que nous avons conclues ou pourrions conclure à l'avenir avec nos coentrepreneurs, les tiers exploitants, les négociants qui achètent notre production de pétrole et de gaz naturel et d'autres tiers. De mauvaises conditions de crédit offertes dans le secteur ou les problèmes de solvabilité des coentrepreneurs pourraient inciter ceux-ci à ne pas participer à notre programme de dépenses en immobilisations courant, ce qui pourrait retarder l'exécution du programme et la réalisation de ses fruits tant que nous ne réussissons pas à trouver un autre coentrepreneur approprié.

Les lois en matière d'impôt sur le revenu, ou les autres lois ou les programmes incitatifs ou les règlements gouvernementaux s'appliquant à notre secteur pourraient, à l'avenir, être modifiés ou interprétés d'une façon qui pourrait avoir un effet défavorable sur nous et nos actionnaires.

Le secteur pétrolier et gazier est assujéti à de nombreux contrôles et règlements régissant son exploitation (y compris le régime foncier, l'exploration, la mise en valeur, la production, le raffinage, le transport et la commercialisation) imposés par divers paliers de gouvernement et, quant à l'établissement des prix et à l'imposition du pétrole et du gaz naturel, au moyen de conventions conclues entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et du Manitoba, que les épargnants du secteur pétrolier et gazier devraient examiner soigneusement. Tous ces contrôles, règlements et lois sont susceptibles d'être révoqués ou modifiés, sur le plan administratif ou autre; il est arrivé par le passé que des modifications en profondeur soient faites et, dans certains cas, elles se sont révélées défavorables. Il n'est pas certain que cela ne se reproduira pas et, le cas échéant, une telle révocation ou modification pourrait avoir un effet défavorable important sur notre actif, nos réserves, notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos perspectives, ainsi que sur notre pouvoir de continuer à verser des dividendes.

Les autorités fiscales ayant compétence sur nous ou les actionnaires pourraient ne pas être d'accord avec la façon dont nous calculons notre bénéfice aux fins de l'impôt ou pourraient modifier leurs pratiques administratives d'une manière qui nous porterait préjudice ou porterait préjudice à nos actionnaires.

L'estimation des quantités de réserves et de ressources de pétrole et de gaz naturel récupérables comporte de nombreuses incertitudes, y compris de nombreux facteurs qui sont indépendants de notre volonté.

En général, les estimations des réserves et des ressources de pétrole et de gaz naturel récupérables de façon rentable, des produits d'exploitation nets futurs et des frais de découverte et de mise en valeur reposent sur un certain nombre d'hypothèses et de facteurs variables, tels que la production historique tirée des propriétés, le taux de production, la récupération ultime des réserves, le montant des dépenses en immobilisations et le moment où celles-ci sont engagées, la qualité marchande du pétrole et du gaz naturel, les taux de redevances, les effets escomptés de la réglementation imposée par les organismes gouvernementaux et les frais d'exploitation futurs, qui pourraient tous différer considérablement des résultats réels.

Les données sur les réserves et la récupération et les données sur les ressources figurant dans le rapport GLJ ne sont que des estimations; la production réelle et les réserves et les ressources ultimes tirées des propriétés pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations de GLJ. Le rapport GLJ repose sur certaines hypothèses quant au prix des produits de base qui sont décrites dans les notes afférentes aux tableaux sur les réserves. Si nous vendons notre pétrole brut, nos LGN et notre gaz naturel à un prix inférieur aux prix hypothétiques utilisés dans ces rapports sur les

réserves, la valeur actualisée des produits d'exploitation nets futurs estimatifs attribuables à nos réserves et la valeur de notre actif net seront réduites, et une telle réduction pourrait être marquée. Les estimations qui figurent dans le rapport GLJ sont fondées en partie sur le moment où nous comptons entreprendre des activités au cours des années à venir et sur le succès que nous obtiendrons. Les réserves et les produits d'exploitation nets futurs estimatifs qui sont présentés dans le rapport GLJ seront réduits au cours des années à venir dans la mesure où ces activités n'ont pas le taux de succès escompté dans ce rapport.

Les estimations des réserves non mises en valeur prouvées sont parfois fondées sur des calculs volumétriques et des analogies avec des types de réserves similaires plutôt que sur l'historique de production. Les facteurs de récupération et les zones de drainage ont été estimés par expérience et analogie avec des gisements productifs similaires. Les estimations qui sont fondées sur de telles méthodes sont habituellement moins fiables que celles qui reposent sur l'historique de production. L'évaluation ultérieure des mêmes réserves en fonction de l'historique de production pourrait indiquer un écart, qui pourrait être appréciable, par rapport aux réserves estimatives.

Les estimations des ressources éventuelles rentables qui sont présentées dans le rapport GLJ sont assujetties aux définitions, aux exonérations de responsabilité, aux éventualités et aux mises en garde qui sont énoncées à la rubrique « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz – Ressources éventuelles estimatives* ». Il n'est pas certain qu'il sera viable, sur le plan commercial, d'exploiter quelque partie que ce soit de ces ressources.

L'augmentation des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence défavorable sur notre situation financière.

Il se pourrait que les taux d'intérêt augmentent étant donné leur niveau historiquement bas à l'heure actuelle. L'augmentation des taux d'intérêt entraînerait une augmentation considérable de la somme que nous consacrons au service de la dette, ce qui réduirait les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Cela pourrait avoir une incidence sur les dividendes versés aux actionnaires et sur le cours des actions ordinaires.

La fracturation hydraulique comporte certains risques.

La fracturation hydraulique consiste à injecter de l'eau, du sable et de petites quantités d'additifs sous pression dans des formations rocheuses en vue de stimuler la production d'hydrocarbures (gaz naturel et pétrole). Cette technique est utilisée pour produire des quantités commerciales de gaz naturel et de pétrole à partir de réservoirs qui n'ont jamais été productifs. Dans le cadre de nos activités d'exploitation, nous avons beaucoup recours à la fracturation hydraulique. Avec le recours accru à cette technique dans les puits horizontaux, le secteur du pétrole et du gaz naturel et un éventail élargi de parties intéressées communiquent de plus en plus au sujet de l'utilisation responsable de cette technique eu égard à l'environnement. Cette attention accrue à l'égard de cette technique pourrait inciter les gouvernements à adopter des règlements supplémentaires ou à modifier les lois en vigueur, ce qui pourrait faire croître le coût de nos activités ou nous empêcher de les exercer comme nous les exerçons actuellement. L'adoption de nouvelles lois, de nouveaux règlements ou de nouvelles exigences relatives à la délivrance des permis ayant trait à la fracturation hydraulique pourrait entraîner des retards dans les travaux d'exploitation, faire croître les frais d'exploitation, augmenter la possibilité que des tiers ou des gouvernements présentent des revendications, augmenter les frais que la Société doit engager pour se conformer aux lois et aux règlements et exploiter son entreprise et retarder la mise en valeur de ressources pétrolières et gazières présentes dans des formations schisteuses qui ne sont pas commerciales sans le recours à la fracturation hydraulique. Les restrictions applicables à la fracturation hydraulique pourraient également réduire le volume de pétrole et de gaz naturel que la Société est au bout du compte en mesure de tirer de ses réserves et pourraient réduire sensiblement le volume et la valeur de ses réserves.

Les activités d'acquisition, de mise en valeur et d'exploration exercées dans le secteur du pétrole et du gaz naturel comportent de nombreux risques qu'il n'est pas toujours possible de surmonter, même en alliant l'expérience, les connaissances et les évaluations prudentes.

Ces risques comprennent la présence de formations ou de pressions imprévues, le déclin prématuré des réservoirs, les éruptions, les pannes d'équipement et d'autres accidents, les dégagements de gaz sulfureux, les fuites incontrôlables de pétrole, de gaz naturel ou de fluides de forage, les conditions climatiques défavorables, la pollution et d'autres risques environnementaux, les incendies, les déversements et les retards dans les paiements entre les

parties en raison de questions liées à l'exploitation ou de questions économiques. Ces risques augmenteront à mesure que nous entreprendrons davantage de travaux d'exploration. Les problèmes de forage ou les dommages causés à l'environnement pourraient accroître considérablement les frais d'exploitation et les diverses conditions d'exploitation des champs pourraient compromettre la production de puits fructueux. Il pourrait s'agir de retards dans l'obtention des approbations ou des consentements des gouvernements, de la fermeture de puits raccordés en raison de conditions météorologiques extrêmes, de l'insuffisance de la capacité de stockage ou de transport ou d'autres difficultés d'ordre géologique ou mécanique. Bien que nous souscrivions une assurance conforme aux pratiques usuelles du secteur, nous ne sommes pas entièrement assurés contre tous ces risques. En outre, certains risques ne sont pas toujours assurables et, dans certaines circonstances, nous pourrions choisir de ne pas nous assurer contre certains risques en raison du montant trop élevé des primes ou pour d'autres motifs. La survenance d'un sinistre important contre lequel nous ne sommes pas entièrement assurés, ou l'insolvabilité de l'assureur d'un tel sinistre, pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives.

La continuité de la production d'une propriété et, dans une certaine mesure, la commercialisation de la production sont largement tributaires de la compétence de l'exploitant de la propriété. D'autres sociétés exploitent certaines des propriétés dans lesquelles nous avons une participation et, par conséquent, le rendement que nous tirons des éléments d'actif exploités par d'autres parties dépend d'un certain nombre de facteurs qui sont indépendants de notre volonté. Dans la mesure où l'exploitant ne remplit pas adéquatement ses fonctions, le bénéfice d'exploitation pourrait diminuer.

Les pertes découlant de la matérialisation de l'un ou l'autre de ces risques pourraient avoir un effet défavorable important sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives, ainsi que sur notre pouvoir de continuer à verser des dividendes.

Nos techniques de récupération améliorée futures pourraient se révéler non rentables ou non applicables.

Nous estimons que le fait que nous soyons propriétaires d'éléments d'actif à Redwater et dans la concession n° 1 North Pembina Cardium nous donne les atouts stratégiques nécessaires pour participer à l'exploitation de propriétés recelant de grandes quantités de ressources initiales en place non récupérées qui pourraient faire l'objet de techniques de récupération secondaire, telles que l'injection de CO₂ miscible ou immiscible. La mise en œuvre de ces techniques de récupération améliorée sur des propriétés comme Redwater ou la concession n° 1 North Pembina Cardium comporte des risques considérables, y compris la nécessité d'obtenir des résultats positifs de nos programmes pilotes sur le terrain, de conclure des conventions d'approvisionnement à long terme en CO₂ et de procéder à des investissements à grande échelle dans les infrastructures. Nous commençons tout juste à consacrer des ressources à l'étude de ces questions et le rapport GLJ n'attribue aucune réserve associée à de telles techniques de récupération améliorée à l'égard des deux propriétés en question. Pour être en mesure de réaliser son programme de récupération améliorée du pétrole, ARC Resources doit obtenir de gros volumes de CO₂ à un prix avantageux, ce qui requiert la mise en place de l'infrastructure nécessaire. Dans le contexte réglementaire actuel, les paramètres économiques des programmes de récupération améliorée du pétrole de la Société seraient limités. Il n'est pas certain que ces techniques seront mises en œuvre ni quand elles pourraient l'être et il est évidemment impossible de savoir si elles donneront de bons résultats.

Nous participons à des projets d'envergure et certains volets de nos activités sont exposés à une plus forte concentration de risques.

Nous gérons divers projets de petite et grande envergure dans le cadre de notre entreprise. Nous avons entrepris des projets d'aménagement d'envergure, notamment la construction d'usines de traitement du gaz, dans le nord-est de la Colombie-Britannique en vue de la mise en valeur de nos réserves de gaz naturel. Des retards dans les projets pourraient avoir une incidence sur les produits d'exploitation prévus. Des dépassements importants du coût des projets pourraient rendre ceux-ci non rentables. Notre pouvoir d'exécuter des projets et de commercialiser du pétrole et du gaz naturel dépend de nombreux facteurs indépendants de notre volonté, y compris les suivants :

- l'accès à la capacité de traitement;
- l'accès aux pipelines et la proximité de ceux-ci;
- l'accès à la capacité d'entreposage;

- la possibilité d'obtenir l'approvisionnement en eau nécessaire pour les activités de forage et de fracturation hydraulique et la capacité de rejeter les eaux usées ou enlevées des strates à un coût raisonnable et en conformité avec la réglementation environnementale applicable;
- l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel;
- l'accès à d'autres sources de carburant;
- l'incidence des mauvaises conditions météorologiques;
- l'accès au matériel de forage et au matériel connexe;
- les augmentations de coûts imprévues;
- les accidents;
- les modifications de la réglementation;
- l'accessibilité à une main-d'œuvre compétente et la productivité de celle-ci;
- la réglementation du secteur du pétrole et du gaz naturel adoptée par divers paliers de gouvernement et organismes gouvernementaux.

En raison de ces facteurs, nous pourrions ne pas être en mesure d'exécuter des projets, ou de le faire dans les délais ou dans les limites du budget, ou de commercialiser tout le pétrole et le gaz naturel que nous produisons.

Nous exerçons des activités uniquement dans l'Ouest canadien et le fait d'étendre nos activités à d'autres régions pourrait accroître notre exposition aux risques.

Nos activités et nos compétences sont actuellement centrées sur la production et la mise en valeur de pétrole et de gaz dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. À l'avenir, nous pourrions acquérir des propriétés pétrolières et gazières situées à l'extérieur de cette région. De plus, nous pourrions acquérir d'autres éléments d'actif liés à l'énergie, comme des usines de traitement ou des pipelines de pétrole et de gaz naturel ou encore une participation dans un projet de sables bitumineux. Le fait d'étendre nos activités à de nouveaux secteurs pourrait comporter de nouveaux risques ou augmenter considérablement notre vulnérabilité à l'un ou à plusieurs des facteurs de risque actuels, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre exploitation et notre situation financière futures.

Nous pourrions être dans l'impossibilité de tirer les avantages prévus des acquisitions et des aliénations.

Le prix que nous payons pour acheter des propriétés importantes est fondé sur des estimations techniques et économiques des réserves dressées par la direction et des ingénieurs indépendants, modifiées de façon à tenir compte de notre point de vue sur les aspects techniques et économiques. Ces estimations s'appuient sur un certain nombre d'hypothèses et de facteurs importants. Par conséquent, les réserves acquises pourraient être moindres que prévu, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et le versement de dividendes aux actionnaires. Voir « *ARC Resources Ltd. – Évolution générale de notre entreprise* ».

Nous achetons et vendons des entreprises et des éléments d'actif dans le cours normal de nos affaires. La matérialisation des avantages des acquisitions dépend en partie de la réussite du regroupement des fonctions et de l'intégration en temps utile et de manière efficace des exploitations et des méthodes, ainsi que de notre pouvoir de tirer profit des possibilités de croissance et des synergies attendues du regroupement des entreprises et des exploitations acquises et des nôtres. Il n'est pas certain que nous serons en mesure de continuer à réaliser des acquisitions ou des aliénations de propriétés pétrolières et gazières qui nous permettront de tirer tous les avantages prévus de la synergie.

Les lois sur les changements climatiques et les règlements sur l'environnement connexes pourraient imposer à notre entreprise des restrictions ou des frais qui pourraient avoir une incidence défavorable sur notre situation financière et sur notre pouvoir de continuer à verser des dividendes.

Le secteur pétrolier et gazier est assujéti à des lois et à des règlements locaux, provinciaux et fédéraux en matière d'environnement. La violation de ces lois et règlements pourrait entraîner l'imposition d'amendes ou l'émission d'ordonnances de remise en état relativement à nous ou à nos propriétés, dont certaines pourraient être lourdes. En outre, la direction estime que le climat politique semble favoriser l'adoption de nouvelles lois et de nouveaux règlements environnementaux, particulièrement en matière de réduction des émissions ou de l'intensité des émissions, et il n'est pas certain que ces lois ou règlements, s'ils sont proposés et adoptés, ne comporteront pas des objectifs de réduction des émissions que nous ne pourrions pas respecter, auquel cas des sanctions financières ou des

frais pourraient nous être imposés. Voir « *Situation dans le secteur – Réglementation relative aux changements climatiques* » au sujet de l'évolution des lois et règlements sur les changements climatiques et sur l'environnement.

La stratégie ou les stratégies de rechange du gouvernement quant aux changements climatiques et au contrôle des gaz à effet de serre suscitent de nombreux débats. La mise en œuvre de stratégies de réduction des gaz à effet de serre par l'une ou l'autre des provinces dans lesquelles nous exerçons nos activités ou par le gouvernement canadien, que ce soit pour respecter les limites convenues à l'échelle internationale ou d'autres limites, pourrait avoir une incidence importante sur la nature des activités d'exploitation pétrolières et gazières, y compris les nôtres. Étant donné la nature évolutive du débat entourant les changements climatiques et le contrôle des gaz à effet de serre ainsi que des exigences en résultant, il est impossible pour le moment de prédire la nature de ces exigences ou l'incidence que celles-ci auront sur nous, sur notre exploitation et sur notre situation financière. Nous avons constitué un fonds de remise en état afin de financer nos obligations futures en matière d'environnement et de remise en état, selon nos prévisions actuelles, à l'égard de nos éléments d'actif de Redwater. Nous n'avons constitué aucun fonds de ce genre pour nos autres éléments d'actif. Il n'est pas certain que nous serons en mesure de remplir nos obligations futures réelles en la matière à l'égard de nos éléments d'actif de Redwater ou d'ailleurs.

Bien que nous estimions que nous nous conformons, pour l'essentiel, aux règlements environnementaux applicables actuels, il n'est pas certain que les lois environnementales n'entraîneront pas une réduction de la production ou une augmentation marquée du coût des activités de production, de mise en valeur ou d'exploration ou qu'elles n'auront pas d'autres effets défavorables sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation ou nos perspectives. Des modifications pourraient être apportées à l'avenir à d'autres aspects de la législation environnementale et donner lieu à des normes et à des modalités d'application plus strictes, à des amendes et à des responsabilités plus lourdes et à des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation accrus, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives. Voir « *Situation dans le secteur – Réglementation relative aux changements climatiques* ».

Tous les aspects du secteur pétrolier et gazier font l'objet d'une vive concurrence.

De nombreuses sociétés du secteur pétrolier et gazier nous livrent concurrence pour faire l'acquisition de propriétés qui présentent des possibilités d'exploitation et de mise en valeur ainsi que de terrains non mis en valeur. En raison de cette concurrence, il pourrait être plus difficile pour nous d'acquérir des réserves selon des modalités avantageuses. Bon nombre de ces sociétés pétrolières et gazières disposent de ressources financières et autres considérablement supérieures aux nôtres.

L'exploration et la mise en valeur de pétrole et de gaz naturel sont tributaires de l'accessibilité du matériel de forage et du matériel connexe (habituellement loué auprès de tiers) dans les zones visées. La demande à l'égard de ce matériel limité ou des restrictions à l'accès pourraient nous empêcher d'obtenir ce matériel et retarder nos activités d'exploration et de mise en valeur.

Nous rivalisons avec d'autres entreprises pétrolières et gazières pour ce qui est de l'embauche du personnel compétent nécessaire à notre exploitation courante, y compris la planification, la réalisation du potentiel des percées technologiques accessibles et l'exécution du programme de dépenses en immobilisations annuel. Si nous étions incapables d'embaucher et de garder à notre service du personnel compétent, cela pourrait avoir une incidence défavorable sur certains de nos résultats d'exploitation et financiers.

L'application des IFRS pourrait entraîner des pertes hors caisse qui pourraient avoir une incidence défavorable sur le cours de nos actions ordinaires.

Depuis le 1^{er} janvier 2011, toutes les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes doivent appliquer les Normes internationales d'information financière (les « **IFRS** »). Les IFRS peuvent donner lieu à l'imputation de charges hors caisse ou à la dépréciation de l'actif net dans les états financiers, ce qui peut être mal perçu par le marché et, de ce fait, nous empêcher de contracter des emprunts ou faire baisser le cours de nos actions ordinaires.

Les IFRS exigent que les unités de production fassent l'objet d'un test de dépréciation. Selon les IFRS, si les coûts capitalisés nets d'une unité de production dépassent la valeur de récupération nette estimative des réserves

attribuables à l'unité en question, l'excédent doit être imputé aux résultats. Toujours selon les IFRS, les dépréciations peuvent faire l'objet d'une reprise au cours d'une période subséquente si la valeur de récupération nette des réserves attribuables à l'unité en question augmente. Par conséquent, le test de dépréciation effectué conformément aux IFRS risque de rendre les résultats volatils.

Les IFRS exigent que les dépenses qui répondent à la définition d'activités d'exploration soient classées séparément et fassent l'objet d'un test de dépréciation distinct. Si les activités d'exploration sont considérées comme étant « infructueuses » (*unsuccessful*), les dépenses connexes doivent être radiées des résultats. Par conséquent, selon les IFRS, les dépenses d'exploration peuvent entraîner des dépréciations fréquentes et, par le fait même, rendre les résultats volatils.

Les IFRS exigent que les gains et les pertes découlant de la vente de propriétés soient imputés aux résultats de la période au cours de laquelle ils sont réalisés. Par conséquent, selon les IFRS, les gains et les pertes découlant de la vente d'éléments d'actif risquent de rendre les résultats volatils.

Selon les IFRS, la comptabilisation d'instruments dérivés peut entraîner l'imputation de charges hors caisse au bénéfice net en raison de la fluctuation de la juste valeur marchande de ces instruments. Si celle-ci diminue en raison de la fluctuation du prix des produits de base et des cours du change, cela peut donner lieu à une dépréciation de l'actif net et à l'imputation d'une charge hors caisse au bénéfice net. Une telle dépréciation et une telle imputation peuvent être temporaires si la juste valeur marchande s'accroît par la suite.

Pour obtenir de plus amples renseignements au sujet de l'incidence de l'application initiale des IFRS, voir la rubrique « *Mise à jour concernant l'information financière – Transition aux IFRS* » de notre rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, qui est intégrée à la présente notice annuelle par renvoi et a été déposée sur SEDAR, au www.sedar.com.

L'obtention et la conservation des titres de propriété rattachés à nos propriétés comportent certains risques.

Nous détenons nos propriétés au moyen de licences et de baux ainsi que d'intérêts économiques directs dans ceux-ci. Si nous, le titulaire de la licence ou le détenteur du bail ne nous conformons pas aux exigences expresses de la licence ou du bail, la licence ou le bail pourrait être résilié ou expirer. Il n'est pas certain que les obligations relatives au maintien en règle de chaque licence ou bail seront remplies. La résiliation ou l'expiration des licences ou des baux ou des intérêts économiques directs connexes pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos résultats d'exploitation et notre entreprise. De plus, les titres de propriété rattachés à nos propriétés pourraient être contestés et, si l'auteur de la contestation avait gain de cause, nous pourrions les perdre. De plus, l'adoption de modifications proposées à l'égard des lois touchant les titres de propriétés pétrolières et gazières que la Société contrôle pourrait compromettre les activités que la Société exerce relativement à ces propriétés et entraîner la diminution des produits d'exploitation qu'elle en tire.

Des peuples autochtones ont revendiqué des droits de propriété sur certaines parties de l'Ouest canadien. Nous ne sommes au courant d'aucune revendication notable qui pourrait viser nos propriétés et nos éléments d'actif. Toutefois, si une telle revendication était faite et que son auteur avait gain de cause, cela pourrait avoir un effet défavorable sur nous et sur nos activités.

Facteurs de risque applicables aux résidents des États-Unis et aux autres non-résidents du Canada

Les résidents des États-Unis ont un pouvoir limité de faire exécuter des jugements dans le cadre de recours civils.

ARC Resources est une société par actions constituée en vertu des lois de l'Alberta, au Canada, et son établissement principal se trouve au Canada. La plupart de nos administrateurs et tous les membres de notre direction et les représentants des experts qui nous fournissent des services (tels que nos auditeurs et nos ingénieurs des réserves indépendants), ainsi que la totalité de notre actif et la totalité ou une partie importante de l'actif de ces personnes sont situés à l'extérieur des États-Unis. Par conséquent, il pourrait être difficile pour les épargnants des États-Unis de faire signifier un acte de procédure aux États-Unis à de tels administrateurs, dirigeants ou représentants de tels experts qui n'y résident pas ou de faire exécuter à leur encontre un jugement rendu par un tribunal des États-Unis qui est fondé sur la responsabilité civile prévue par les lois sur les valeurs mobilières fédérales américaines ou les

lois sur les valeurs mobilières d'un État des États-Unis. Il existe des doutes quant à la possibilité de faire exécuter un jugement au Canada à l'encontre d'ARC Resources ou de l'un de leurs administrateurs ou des membres de leur direction ou d'un représentant des experts qui ne sont pas des résidents des États-Unis, dans le cadre d'actions principales ou d'actions visant à faire exécuter des jugements rendus par des tribunaux américains qui sont fondés uniquement sur les lois sur les valeurs mobilières fédérales américaines ou les lois sur les valeurs mobilières d'un État des États-Unis.

Les pratiques canadiennes en matière de présentation de l'information diffèrent de celles des États-Unis.

Nous présentons notre production et nos réserves conformément aux pratiques canadiennes et, en particulier, conformément au règlement 51-101. Ces pratiques diffèrent de celles qui sont utilisées pour présenter la production et estimer les réserves dans les documents déposés auprès de la Securities and Exchange Commission par les sociétés américaines.

Nous intégrons des renseignements sur la production et les réserves qui ne sont généralement pas donnés ou qui sont interdits aux termes des règles de la Securities and Exchange Commission et des pratiques en vigueur aux États-Unis. Nous suivons les pratiques canadiennes, qui consistent à présenter les volumes bruts de la production et des réserves (sans déduire les redevances à la Couronne et autres); toutefois, nous suivons aussi la pratique américaine, qui consiste à présenter séparément les volumes nets des réserves (déduction faite des redevances et des paiements similaires). Nous suivons également la pratique canadienne qui consiste à recourir aux prix et aux coûts prévisionnels dans l'estimation de nos réserves, tandis que la Securities and Exchange Commission exige l'utilisation des prix et des coûts moyens des 12 derniers mois ayant précédé la date du rapport sur les réserves.

Nous donnons dans la présente notice annuelle des estimations des réserves prouvées et de la somme des réserves prouvées et probables. Les réserves probables sont plus risquées et on estime, de manière générale, qu'elles sont moins susceptibles d'être évaluées avec exactitude ou récupérées que les réserves prouvées. La Securities and Exchange Commission interdit généralement la présentation d'estimations des réserves probables dans les documents qui lui sont remis. Cette interdiction ne s'applique pas à nous, étant donné que nous sommes un émetteur privé étranger canadien.

Nous donnons dans la présente notice annuelle des estimations des ressources éventuelles rentables. Il s'agit d'une catégorie de ressources que l'on ne doit pas confondre avec les réserves et qui est assujettie aux définitions, aux exonérations de responsabilité et aux mises en garde qui sont énoncées à la rubrique « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz – Ressources éventuelles estimatives* ». La Securities and Exchange Commission interdit la présentation d'estimations des ressources éventuelles dans les documents qui lui sont remis. Cette interdiction ne s'applique pas à nous étant donné que nous sommes un émetteur privé étranger canadien.

En conséquence de ce qui précède, nos réserves estimatives et notre volume de production qui sont présentés dans la présente notice annuelle pourraient ne pas être comparables à ceux des sociétés qui suivent les normes américaines en matière de présentation de l'information.

Les dividendes versés aux non-résidents sont frappés d'un impôt supplémentaire.

Les dividendes sur les actions ordinaires qui sont versés aux non-résidents du Canada font l'objet d'une retenue d'impôt canadienne de 25 %, à moins que ce taux ne soit réduit par les dispositions d'une convention préventive de double imposition applicable. Dans le cas du non-résident qui est un non-résident américain pouvant se prévaloir de la *Convention de 1980 entre le Canada et les États-Unis en matière d'impôts sur le revenu* et qui est propriétaire véritable des dividendes, le taux de la retenue d'impôt canadienne est ramené généralement à 15 %.

Les actionnaires non-résidents sont exposés au risque de change.

Nos dividendes sont déclarés en dollars canadiens et convertis en monnaie étrangère selon le cours au comptant au moment du versement. Par conséquent, les épargnants sont assujettis au risque de change. Si le dollar canadien s'apprécie par rapport à leur monnaie, le montant du dividende sera réduit au moment de sa conversion.

AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres à l'égard des actions ordinaires est Société de fiducie Computershare du Canada, à ses bureaux principaux de Calgary et de Toronto.

CONTRATS IMPORTANTS

Le texte qui suit décrit chaque contrat important pour ARC, à l'exception des contrats conclus dans le cours normal des affaires, qui a été conclu au cours de l'exercice terminé le plus récent, ou qui a été conclu avant le dernier exercice terminé le plus récent et est toujours en vigueur :

1. La convention de crédit modifiée et reformulée conclue en date du 4 août 2010 entre ARC Resources, un consortium de prêteurs et un agent administratif, en sa version modifiée le 1^{er} janvier 2011 et le 26 septembre 2011, en vue de l'octroi d'une facilité de crédit renouvelable et prorogeable d'un montant maximal de 1 G\$ CA.
2. La convention préalable cadre sans affectation modifiée et reformulée conclue en date du 15 décembre 2005 entre ARC Resources et divers acheteurs, en sa version modifiée le 17 mai 2006, le 14 avril 2009, le 22 février 2010 et le 1^{er} janvier 2011, en vue de l'émission et de la vente de billets d'un capital maximal de 225 M\$ US, dont les billets de série C à 5,42 % d'un capital de 56,3 M\$ US échéant le 15 décembre 2017 et les billets de série D à 4,98 % d'un capital de 50 M\$ US échéant le 5 mars 2019 qui sont actuellement en circulation.
3. La convention d'achat de billets conclue en date du 27 avril 2004 entre ARC Resources et divers acheteurs, en sa version modifiée le 14 avril 2009, le 31 mars 2010 et le 1^{er} janvier 2011, à l'égard des billets de série A à 4,62 % d'un capital de 62,5 M\$ US échéant le 27 avril 2014 et des billets de série B à 5,10 % d'un capital de 62,5 M\$ US échéant le 27 avril 2016, dont une tranche de 19,2 M\$ US et une tranche de 24,0 M\$ US, respectivement, sont actuellement en circulation.
4. La convention d'achat de billets conclue en date du 14 avril 2009 entre ARC Resources et divers acheteurs, en sa version modifiée le 1^{er} janvier 2011, à l'égard des billets de série C à 7,19 % d'un capital de 67,5 M\$ US échéant le 14 avril 2016, des billets de série D à 8,21 % d'un capital de 35 M\$ US échéant le 14 avril 2021 et des billets de série E à 6,50 % d'un capital de 29 M\$ CA échéant le 14 avril 2016.
5. La convention d'achat de billets conclue en date du 27 mai 2010 entre ARC Resources et divers acheteurs, en sa version modifiée le 1^{er} janvier 2011, à l'égard des billets de série F à 5,36 % d'un capital de 150 M\$ US échéant le 27 mai 2022.

Pour obtenir de plus amples renseignements au sujet de ces contrats importants, voir « *Autres renseignements sur notre entreprise – Emprunts* ». Chacun de ces documents a été déposé sur SEDAR, au www.sedar.com.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

Il n'existe aucune personne physique ou morale dont la profession ou les activités donnent de l'autorité à ses déclarations et qui est indiquée comme ayant rédigé ou attesté une déclaration, un rapport ou une évaluation qui est décrit, inclus ou mentionné dans un document que nous avons déposé en vertu du règlement 51-102 pendant notre dernier exercice terminé, ou s'y rapporte, à l'exception de GLJ, notre évaluateur technique indépendant, et de Deloitte & Touche s.r.l., nos auditeurs. En date des présentes, les professionnels désignés de GLJ sont collectivement propriétaires véritables, directement ou indirectement, de moins de 1 % de nos titres en circulation, y compris les titres des personnes ayant des liens avec nous ou faisant partie de notre groupe. Deloitte & Touche s.r.l. sont les auditeurs d'ARC Resources et sont indépendants au sens des règles de déontologie de l'Institute of Chartered Accountants de l'Alberta.

En outre, aucune de ces personnes physiques ou morales, ni aucun administrateur, dirigeant ou employé de l'une ou l'autre d'entre elles, n'est ni ne doit être élu, nommé ou employé à titre d'administrateur, de dirigeant ou d'employé d'ARC Resources ou d'une personne ayant des liens avec elle ou faisant partie de son groupe. M. Allan R. Twa, secrétaire général d'ARC Resources, est associé au sein de Burnet, Duckworth & Palmer LLP, cabinet d'avocats qui nous fournit des services juridiques.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

La circulaire d'information de la Société qui se rapporte à l'assemblée annuelle des actionnaires qui aura lieu le 15 mai 2012 donne des renseignements supplémentaires, notamment sur la rémunération des administrateurs et des dirigeants d'ARC Resources et les prêts qui leur ont été consentis et sur les porteurs principaux d'actions ordinaires et les principaux titulaires d'options d'achat d'actions ordinaires. Des renseignements financiers supplémentaires sont fournis dans nos états financiers consolidés et le rapport de gestion correspondant pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, qui ont été déposés sur SEDAR, au www.sedar.com, sous le profil de la Société. On peut aussi trouver d'autres renseignements sur notre Société sur SEDAR, au www.sedar.com, sous le profil de la Société.

ANNEXE A

RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT ÉTABLI CONFORMÉMENT À L'ANNEXE 51-101A2

Au conseil d'administration d'ARC Resources Ltd. (la « Société »),

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société au 31 décembre 2011. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits d'exploitation nets futurs correspondants au 31 décembre 2011, estimés au moyen de prix et de 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 intitulé *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « **manuel COGE** »), rédigé 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 aux principes et aux définitions exposés dans le manuel COGE.
4. Le tableau suivant présente les produits d'exploitation 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 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la Société ayant fait l'objet de notre évaluation, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, et indique les portions respectives de ces produits que nous avons vérifiées, évaluées et examinées et sur lesquelles nous avons fait rapport au conseil d'administration de la Société :

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Description et date de rédaction du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique à l'étranger)	Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs (en millions de dollars, avant impôts, taux d'actualisation de 10 %)			
			Vérification	Évaluation	Examen	Total
GLJ Petroleum Consultants Ltd.	Évaluation d'entreprise 17 janvier 2012	Canada	-	6 520 \$	-	6 520 \$

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 le rapport mentionné à l'article 4 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à la date de sa rédaction.
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 pourraient être importants.

Signé à l'égard du rapport dont il est question ci-dessus,

GLJ Petroleum Consultants Ltd.
Calgary (Alberta) Canada

(signé) « James H. Willmon »

James H. Willmon, ing.
Vice-président

Le 15 février 2012

ANNEXE B

RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL ÉTABLI CONFORMÉMENT À L'ANNEXE 51-101A3

La direction d'ARC Resources Ltd. (la « Société ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la Société et de ses filiales conformément à la réglementation sur les 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 d'exploitation nets futurs correspondants au 31 décembre 2011, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels.

Un évaluateur de réserves qualifié indépendant a évalué les données relatives aux réserves de la Société et de ses filiales. Son rapport est présenté ci-dessous.

Le comité des réserves du conseil d'administration de la Société a pris les mesures suivantes :

- a) il a examiné les méthodes suivies par la Société pour fournir l'information à l'évaluateur de réserves qualifié indépendant;
- b) il a rencontré l'évaluateur de réserves qualifié indépendant dans le but de déterminer si on lui a imposé des restrictions limitant son pouvoir de fournir un rapport sans réserve;
- c) il a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et l'évaluateur de réserves qualifié indépendant.

Le comité des réserves du conseil d'administration a examiné les méthodes suivies par la Société pour rassembler et présenter toute autre information concernant les activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration a, sur la recommandation du comité des réserves, approuvé ce qui suit :

- a) l'annexe 51-101A1, qui contient des données relatives aux réserves et d'autres renseignements concernant le pétrole et le gaz naturel, et son dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt de l'annexe 51-101A2, qui constitue le rapport de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant portant sur les données relatives aux réserves;
- 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 pourraient être importants.

(signé) « *John P. Dielwart* »
John P. Dielwart
Chef de la direction

(signé) « *Myron Stadnyk* »
Myron Stadnyk
Président et chef de l'exploitation

(signé) « *James Houck* »
James Houck
Administrateur et président du comité des réserves

(signé) « *Fred J. Dymont* »
Fred J. Dymont
Administrateur et membre du comité des réserves

Le 21 mars 2012

ANNEXE C

MANDAT DU COMITÉ D'AUDIT

Rôle et objectif

Le comité d'audit (le « **comité** ») est un comité du conseil d'administration d'ARC Resources Ltd. (la « **Société** ») auquel le conseil d'administration a délégué la responsabilité de superviser la nature et la portée de l'audit annuel, les rapports dressés par la direction sur les normes et les pratiques comptables internes, les systèmes et les méthodes financiers et comptables, le système de présentation de l'information financière et les états financiers et de recommander à son approbation les états financiers audités et d'autres documents d'information prescrits qui comportent des renseignements financiers. Les objectifs du comité à l'égard de la Société et de ses filiales sont les suivants :

- aider les administrateurs à s'acquitter de leurs responsabilités relativement à l'établissement et à la présentation des états financiers de la Société et aux questions connexes;
- améliorer les communications entre les administrateurs et les auditeurs externes;
- s'assurer de l'indépendance des auditeurs externes;
- améliorer la crédibilité et l'objectivité des rapports financiers;
- renforcer le rôle des administrateurs externes en favorisant la tenue de discussions de fond entre les membres du comité, la direction et les auditeurs externes.

Mandat et responsabilités du comité

- Le comité est chargé de s'assurer, pour le compte du conseil d'administration, que les systèmes de contrôles internes de la Société, plus particulièrement ceux qui ont trait aux instruments dérivés, remplissent les objectifs suivants :
 - établir, surveiller et atténuer les risques commerciaux;
 - veiller au respect des exigences des lois et des règlements.
- L'une des responsabilités principales du comité est d'examiner les états financiers annuels et trimestriels de la Société avant qu'ils soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Ce processus comprend les éléments suivants :
 - se tenir au courant des modifications apportées aux principes comptables ou à leur application qui pourraient avoir une incidence importante sur les états financiers de l'exercice en cours ou des exercices futurs;
 - examiner les produits à recevoir et les charges à payer, les réserves et les autres estimations effectuées, par exemple dans le cadre du calcul du plafonnement du coût entier;
 - examiner le traitement comptable des opérations inhabituelles ou non récurrentes;
 - s'assurer que les engagements pris aux termes des conventions d'emprunt sont remplis;
 - examiner la présentation de l'information financière relative aux obligations de mise hors service de biens;
 - examiner les obligations d'information applicables aux engagements et aux éventualités;
 - examiner les rajustements proposés par les auditeurs externes, qu'ils soient ou non pris en considération dans les états financiers;
 - examiner les différends survenus entre la direction et les auditeurs externes qui n'ont pu être réglés;

- obtenir des explications sur les écarts marqués par rapport aux périodes comptables comparables;
- déterminer, au moyen de demandes de renseignements, si des opérations entre parties liées ont été conclues et s'assurer que la nature et la portée de ces opérations sont présentées adéquatement.
- Le comité doit examiner les états financiers et les renseignements connexes qui figurent dans les prospectus, les rapports de gestion, les circulaires d'information et les notices annuelles avant leur soumission à l'approbation du conseil d'administration.
- En ce qui a trait à la nomination des auditeurs externes par le conseil d'administration, le comité doit faire ce qui suit :
 - être directement responsable de la supervision du travail des auditeurs externes qui ont été chargés d'émettre un rapport d'audit ou de fournir d'autres services d'audit, d'examen ou de certification pour le compte de la Société, y compris la résolution des différends qui pourraient survenir entre la direction et ceux-ci en ce qui a trait à la présentation de l'information financière;
 - examiner les recommandations de la direction quant à la nomination des auditeurs externes et recommander au conseil d'administration la nomination de ces derniers et la rémunération qui doit leur être versée;
 - examiner le mandat des auditeurs externes, notamment si les honoraires qui doivent leur être versés sont adéquats et raisonnables;
 - en cas de changement d'auditeurs, revoir les questions relatives au changement et les renseignements qu'il faut donner dans l'avis requis aux organismes de réglementation des valeurs mobilières;
 - examiner et approuver tous les services autres que d'audit que les auditeurs externes doivent fournir et évaluer l'incidence de ces services sur l'indépendance de ces derniers.
- Examiner avec les auditeurs externes (et l'auditeur interne si la Société en a nommé un) leur évaluation des contrôles internes de la Société, leurs recommandations écrites en vue de l'amélioration des faiblesses constatées ainsi que les mesures prises par la direction à cet égard.
- Le comité doit également examiner chaque année le plan d'audit avec les auditeurs externes et, une fois l'audit réalisé, le rapport de ceux-ci sur les états financiers de la Société et de ses filiales.
- Examiner tous les documents d'information comportant des renseignements financiers audités ou non audités avant leur diffusion.
- Examiner la présentation de l'information financière relative à l'exposition aux risques.
- S'assurer qu'il existe un processus adéquat en vue de l'examen de la communication de l'information financière qui est tirée des états financiers de la Société et évaluer de façon périodique le caractère adéquat de ce processus.
- Établir un processus aux fins suivantes :
 - la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par la Société en ce qui a trait à des questions de comptabilité, de contrôles comptables internes ou d'audit;
 - la présentation confidentielle et anonyme, par les employés de la Société, des préoccupations qu'ils ont en ce qui a trait à des questions de comptabilité ou d'audit discutables.
- Examiner et approuver la politique d'embauche de la Société applicable aux associés et aux employés, actuels et anciens, des auditeurs externes, actuels et anciens, de celle-ci.
- Examiner toutes les autres questions dont le comité d'audit juge qu'elles sont importantes pour son mandat ou que le conseil d'administration lui délègue.

- Entreprendre annuellement un examen du présent mandat et faire des recommandations au comité de révision et de gouvernance quant aux modifications qui s'imposent.

Composition

- Le comité est composé d'au moins trois administrateurs nommés par le conseil d'administration, qui sont tous indépendants (au sens du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*), sauf si le conseil d'administration a décidé de se prévaloir d'une dispense prévue dans le règlement en question. Le terme « indépendant » signifie généralement le fait de ne pas avoir avec la Société de relation d'affaires ou autre importante, directement ou indirectement, qui pourrait, de l'avis du conseil, nuire raisonnablement à l'exercice du jugement indépendant de l'administrateur.
- Le secrétaire du conseil d'administration agit à titre de secrétaire du comité.
- Le quorum est constitué de la majorité des membres du comité.
- Tous les membres du comité doivent posséder des compétences financières au sens du règlement 52-110, sauf si le conseil d'administration a décidé de se prévaloir d'une dispense prévue dans le règlement en question. Les administrateurs qui « possèdent des compétences financières » sont capables de lire et de comprendre un jeu d'états financiers présentant des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables dans l'ensemble à ceux des questions dont on peut raisonnablement penser qu'elles seront soulevées par les états financiers de la Société.

Réunions

- Le comité se réunit au moins quatre fois par année ou à la fréquence que le président du comité juge appropriée.
- Le comité rencontre les auditeurs, en l'absence de la direction, au moins chaque trimestre.
- L'ordre du jour, tenant compte des suggestions de la direction, et des documents d'information contextuels sont remis aux membres du comité et aux membres pertinents de la direction.
- Les procès-verbaux de chacune des réunions sont dressés par le secrétaire du comité.
- Le chef de direction et le chef des finances ou les personnes qu'ils ont désignées s'assurent de pouvoir assister à toutes les réunions du comité auxquelles celui-ci les invite.
- Le contrôleur, le trésorier et les autres membres du personnel qui sont en mesure de fournir des renseignements pertinents assistent aux réunions du comité sur invitation de celui-ci.

Présentation de l'information et pouvoirs

- Après chaque réunion, en plus d'un rapport verbal, le comité remet au conseil d'administration, à la prochaine réunion de ce dernier, une copie du procès-verbal de la réunion (qui peut être présenté sous forme de projet).
- Tous les administrateurs doivent pouvoir examiner les renseignements et les documents examinés par le comité.
- Le comité a le pouvoir d'enquêter sur les activités financières de la Société et de communiquer directement avec les auditeurs internes et externes. Tous les employés doivent collaborer avec le comité à la demande de celui-ci.
- Le comité peut, aux frais de la Société, retenir les services de personnes ayant des compétences particulières ou obtenir des conseils professionnels indépendants afin de l'aider à remplir ses obligations et ses responsabilités et établir et verser la rémunération payable en contrepartie de ces services ou conseils.