



QUESTERRE ENERGY CORPORATION

Notice annuelle

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008

30 mars 2009

TABLE DES MATIÈRES

ABRÉVIATIONS	1
DEVISE	1
ÉNONCÉS PROSPECTIFS	1
LA SOCIÉTÉ	4
Relations entre sociétés.....	4
ÉVOLUTION GÉNÉRALE DE L'ENTREPRISE	4
Activités de la société	4
Stratégie de la société	4
Historique de la société.....	4
Acquisitions importantes	11
Faits récents	11
Dossiers environnementaux	11
Employés	11
Situation concurrentielle.....	11
RELEVÉ DE DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ	12
Réserves de pétrole et de gaz naturel	12
HYPOTHÈSES DE MCDANIEL AU SUJET DES PRIX.....	18
Prix et coûts prévisionnels utilisés par McDaniel – 1 ^{er} janvier 2009	18
RAPPROCHEMENT DES VARIATIONS DES RÉSERVES ET PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS.....	21
Rapprochement des réserves.....	21
INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES	21
Réserves non mises en valeur.....	21
Réserves non mises en valeur – Réserves probables non mises en valeur.....	22
Facteurs importants ou incertitude pouvant affecter les données relatives aux réserves.....	23
Frais de mise en valeur futurs.....	23
AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ	25
Propriétés et puits de pétrole et de gaz	25
Propriétés sans réserves attribuées	29
Contrats de gré à gré	29
Informations supplémentaires concernant les frais d'abandon et de remise en état	29
Horizon fiscal	30
Frais engagés	30
Activités d'exploration et de mise en valeur	31
Estimations de la production	31
Revenu net et historique de la production	35
Volume de production par gisement	35
FACTEURS DE RISQUE.....	36

Risques liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production	36
Tarification, marchés et commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel	36
Crise financière mondiale	37
Marchés financiers	37
Régime de redevances	38
Réglementation	38
Assurances	38
Risques liés aux projets	39
Besoins en capitaux importants et liquidité	39
Concurrence	40
Titre	40
Risques environnementaux	40
Estimation des réserves	41
Remplacement des réserves	42
Dépendance à l'égard de l'exploitation	42
Personnel clé	42
Questions relatives à la société	42
Gestion de la croissance	43
Expiration des permis et des baux	43
Permis et licences	43
Besoins de financement supplémentaire	43
Variations des taux de change	43
Émission de titres de créance	44
Opérations de couverture	44
Disponibilité du matériel de forage et accès restreint à celui-ci	44
Revendications autochtones	44
Conflits d'intérêts	45
Dilution	45
Saisonnalité	45
Risque de crédit tiers	45
Produits remplaçant les produits pétroliers et évolution de la demande	45
Protocole de Kyoto	46
Normes internationales de rapports financiers	46
CONJONCTURE SECTORIELLE	46
Réglementation du gouvernement canadien	46
Tarification et commercialisation du pétrole	46
Tarification et commercialisation du gaz naturel	47
L'Accord de libre-échange nord-américain	47
Redevances et mesures incitatives provinciales	48
Régime foncier	51
Réglementation environnementale	51
DIVIDENDES OU DISTRIBUTIONS	53
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	53
Actions ordinaires et actions de catégorie B	53
Actions privilégiées	53
MARCHÉ POUR LES TITRES	54
Fourchette des cours et volume des opérations sur les actions ordinaires	54

VENTES ANTÉRIEURES	55
TITRES ENTIÈRES ET TITRES ASSUJETTIS À DES RESTRICTIONS CONTRACTUELLES APPLICABLES AU TRANSFERT	55
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	55
INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS	57
COMITÉ DE VÉRIFICATION.....	59
DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....	59
AGENT DES TRANSFERTS AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES.....	59
CONTRATS IMPORTANTS	59
EXPERTS INTÉRESSÉS	59
CONFLITS	60
LITIGES	60
MESURES RÉGLEMENTAIRES.....	61
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES.....	61
APPENDICE A – ANNEXE 51-101A2 RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT	A-1
APPENDICE B – ANNEXE 51-101A3 RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ ...	B-1
APPENDICE C – DÉFINITIONS UTILISÉES POUR LES CATÉGORIES DE RÉSERVES	C-1
APPENDICE D – RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION REQUIS DANS LA NOTICE ANNUELLE	D-1
APPENDICE E – MANDAT ET ATTRIBUTIONS DU COMITÉ DE VÉRIFICATION	E-1

ABRÉVIATIONS

Pétrole et liquides du gaz naturel

b	baril
kb	millier de barils
Mb	million de barils
b/j	barils de pétrole par jour
API	American Petroleum Institute
LGN	liquides du gaz naturel
bss	baril de stockage standard
kbss	millier de barils de stockage standard

Gaz naturel

kpi ³	millier de pieds cubes
Mpi ³	million de pieds cubes
kpi ³ /j	millier de pieds cubes par jour
Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
Mbt	million de British thermal units
GJ	gigajoule
GJ/j	gigajoule par jour

Autres

bep	baril d'équivalent pétrole, un baril de pétrole correspond à 6 kpi ³ de gaz naturel (6 :1)
bep/j	baril d'équivalent pétrole par jour
kbep	millier de barils d'équivalent pétrole
M\$	millier de dollars
MM\$	million de dollars
VAN	valeur actualisée nette
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries

Dans la présente notice annuelle, le calcul des barils d'équivalent pétrole (bep) est fait à un taux de conversion de six mille pieds cubes (6 kpi³) de gaz naturel pour un baril (b) de pétrole basé sur une méthode de conversion des équivalences énergétiques. L'information fournie dans les présentes à l'égard des bep peut être trompeuse, en particulier si elle est prise isolément. Le ratio de conversion de 6 kpi³/1 bep est fondé sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique qui s'applique principalement à la tête du brûleur et qui ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits.

DEVISE

Dans la présente notice annuelle, sauf indication contraire, toutes les sommes en dollars sont exprimées en dollars canadiens.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Certains énoncés contenus dans la présente notice annuelle et dans certains documents incorporés par renvoi constituent des énoncés prospectifs. Ces énoncés se rapportent à des événements futurs ou au rendement futur de la société. Tous les énoncés autres que la présentation de faits historiques peuvent constituer des énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs comportent souvent, mais pas toujours, l'utilisation des mots tels que « chercher », « anticiper », « planifier », « continuer », « estimer », « s'attendre à », « peut », « fera », « projeter », « prédire », « potentiel », « cibler », « entend », « pourrait », « devrait », « croire » et d'autres expressions similaires. Ces énoncés portent sur des risques connus et inconnus, des incertitudes et autres facteurs en raison desquels les résultats ou les événements réels peuvent différer considérablement de ceux qui sont prévus dans de tels énoncés prospectifs. La société estime que les attentes formulées par ces énoncés prospectifs sont raisonnables, mais rien ne peut assurer que ces attentes se réaliseront et, par conséquent, on ne devrait pas se fier indûment aux énoncés prospectifs inclus dans la présente notice annuelle ou qui y sont intégrés par renvoi. Ces énoncés sont valables uniquement à la date de la présente notice annuelle ou à compter de la date indiquée dans les documents qui y sont intégrés par renvoi, le

cas échéant. La société n'a pas l'intention et n'assume aucune obligation d'actualiser ou de réviser ces énoncés prospectifs, sauf lorsque l'exigent les lois applicables sur les valeurs mobilières.

L'information et les énoncés prospectifs sont inclus dans la présente notice annuelle (et les documents intégrés par renvoi), entre autres sous les rubriques : « Évolution générale de l'entreprise », « Relevé de données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz », « Informations supplémentaires sur les données relatives aux réserves », « Autre information concernant le pétrole et le gaz », « Facteurs de risque » et « Conjoncture sectorielle » et comprennent entre autres des énoncés portant sur les sujets suivants :

- l'inventaire, plans et calendrier de forage, et choix du moment de recomplétion et de raccordement des puits;
- les plans de construction et d'achèvement des installations, le choix du moment et la méthode de financement de ces travaux;
- la capacité de production des puits, les taux de production prévus et les dates prévues de début de la production;
- les frais de forage, de complétion et des installations;
- les résultats de divers projets de Questerre;
- le moment de la réception des approbations des organismes de réglementation;
- l'effet de l'augmentation de la production sur les charges d'exploitation par bep;
- la capacité d'abaisser la structure de coûts dans certains projets de Questerre;
- les prévisions de croissance au sein de Questerre;
- le calendrier de mise en valeur des réserves inexploitées;
- l'horizon fiscal et l'assujettissement de Questerre aux impôts;
- l'offre et la demande de pétrole, de gaz naturel et de liquides du gaz naturel;
- le rendement et les caractéristiques des propriétés de pétrole et de gaz naturel de Questerre;
- la stratégie d'acquisition de Questerre, les critères à prendre en considération à cet égard et les avantages qui en découlent;
- l'impact de la réglementation gouvernementale canadienne fédérale et provinciale sur Questerre par rapport aux émetteurs du domaine pétrolier et gazier de taille similaire;
- la capacité de tirer parti comme prévu des acquisitions et des cessions;
- la pondération de la production entre différents produits;
- la quantité et la qualité des réserves de pétrole et de gaz naturel;
- les projections des prix et coûts des matières premières;
- les niveaux attendus des taux de redevance, les charges d'exploitation, les frais généraux et administratifs, les frais de services et autres frais et dépenses;
- l'approbation par le tribunal de la proposition pour les entités de Magnus;
- le calendrier et l'ampleur des programmes de travail par Talisman et Forest dans les basses terres;
- les programmes de dépenses en immobilisations, ainsi que le calendrier et la méthode de financement de celles-ci;
- le traitement en vertu des régimes réglementaires et fiscaux des gouvernements.

Les résultats réels de la société pourraient différer de façon appréciable de ceux qui sont prévus dans ces énoncés prospectifs en raison des facteurs de risque énoncés ci-après et ailleurs dans la présente notice annuelle :

- la conjoncture économique au Canada, aux États-Unis et dans le monde;
- les conditions de l'industrie, y compris les fluctuations du cours du pétrole et du gaz naturel;
- la réglementation gouvernementale de l'industrie pétrolière et gazière, y compris la réglementation sur l'environnement;
- les fluctuations des devises ou des taux d'intérêt;
- les responsabilités inhérentes aux activités pétrolières et gazières;
- les problèmes géologiques, techniques ou touchant le forage et le traitement;
- des imprévus dans les activités d'exploitation qui peuvent réduire ou retarder la production, voire en causer la fermeture;
- le défaut de réaliser les bénéfices prévus d'acquisitions;
- le défaut d'obtenir les consentements et les approbations des partenaires de l'industrie et autres tierces parties, lorsque cela est nécessaire;
- la volatilité du marché boursier et les évaluations au prix du marché;
- la concurrence pour l'obtention, entre autres, de capitaux, les acquisitions de réserves, les terrains non mis en valeur et le personnel qualifié;
- l'incapacité à conserver des appareils de forage et d'autres services et la concurrence pour leur obtention;
- les droits d'accès en surface;
- la nécessité d'obtenir les approbations requises des autorités de réglementation;
- les autres facteurs indiqués sous la rubrique « Facteurs de risque » dans la notice annuelle et les autres facteurs de risque indiqués dans d'autres documents incorporés aux présentes par renvoi.

Cette liste de facteurs ne devrait pas être considérée comme exhaustive. Les énoncés relatifs aux « réserves » ou aux « ressources » sont prospectifs de par leur nature, car ils s'appuient sur l'évaluation implicite, fondée sur des estimations et des hypothèses, que les ressources et les réserves décrites peuvent être avantageusement exploitées plus tard. En ce qui concerne les énoncés prospectifs inclus dans les présentes ou qui y sont intégrés par renvoi, Questerre a formulé des hypothèses au sujet des variables suivantes : les taux de change futurs, les marchés de l'énergie et le prix du pétrole et du gaz naturel; l'impact d'une concurrence accrue; l'état général de l'économie et des marchés financiers; la disponibilité des équipements de forage et du matériel connexe; la disponibilité d'une main-d'œuvre qualifiée; la disponibilité des droits de forage potentiels; la technologie actuelle; les flux de trésorerie; les prix des matières premières; les taux de production; les effets de la réglementation et des lois fiscales appliquées par les agences gouvernementales; les charges d'exploitation futures et la capacité de la société d'obtenir un financement à des conditions acceptables. En outre, les énoncés prospectifs figurant dans les documents intégrés par renvoi aux présentes peuvent se fonder sur des hypothèses supplémentaires, telles qu'elles figurent dans ces documents. Les lecteurs sont mis en garde que la liste de facteurs qui précède n'est pas exhaustive.

Le résumé ci-dessus des hypothèses et des risques associés aux énoncés prospectifs est fourni dans les présentes et dans les documents intégrés par renvoi aux présentes afin de donner aux lecteurs une perspective plus complète des activités futures de Questerre. Les lecteurs sont mis en garde que ces informations peuvent ne pas convenir à d'autres fins.

Les énoncés prospectifs contenus dans la présente notice annuelle et les documents intégrés par renvoi aux présentes sont expressément visés par cette mise en garde.

LA SOCIÉTÉ

Questerre Energy Corporation (« **Questerre** » ou la « **société** ») a été constituée en vertu de la *Companies Act* (Alberta) le 25 octobre 1971 sous la dénomination « Westpro Equipment Ltd. » et a été prorogée en vertu de la *Business Corporations Act* (Alberta) (la « **Loi ABCA** ») le 13 décembre 1982. Le 13 juillet 1990, la société a été prorogée en vertu de la *Companies Act* (Colombie-Britannique). Le 5 décembre 2000, la société, qui existait sous le régime des lois de la Colombie-Britannique, a été prorogée sous le régime des lois de l'Alberta en vertu de la Loi ABCA, et sa dénomination a été remplacée par « Questerre Energy Corporation ». Le 26 juin 2003, les actions ordinaires émises ont été fractionnées en trois nouvelles actions ordinaires (les « **actions ordinaires** ») pour chaque ancienne action ordinaire.

Le siège administratif et social de la société est situé au 1650, 801 – 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3W2.

Relations entre sociétés

La société compte quatre filiales en propriété exclusive, Questerre Beaver River Inc., Magnus Energy Inc. (« **Magnus** ») et Terrenex Ltd. (« **Terrenex** »), chacune constituée sous le régime de la Loi ABCA, et 6058931 Canada Inc., constituée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Magnus compte une filiale en propriété exclusive, Magnus One Energy Corp., constituée sous le régime de la Loi ABCA. Terrenex possède une filiale en propriété exclusive, Cabernet Holdings Limited, une société constituée en vertu des lois des Bahamas.

ÉVOLUTION GÉNÉRALE DE L'ENTREPRISE

Activités de la société

Questerre est active dans l'exploration, la mise en valeur, la production et l'acquisition de projets de pétrole et de gaz naturel évolutifs à fortes retombées. Questerre possède des actifs en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan et au Québec.

Stratégie de la société

La direction de Questerre compte miser sur sa connaissance poussée des gisements fracturés naturellement et dolomités par voie hydrothermale pour mener à bien ces projets.

Afin d'atténuer les risques financiers et d'exploitation liés à ces projets, la société cherche des partenaires industriels qui participeront à leur réalisation. La société compte poursuivre la diversification des risques par l'acquisition et la mise en valeur d'un éventail de projets à faible risque. Ces projets devraient générer des flux de trésorerie et favoriser la croissance à brève échéance.

Historique de la société

Questerre a d'abord exercé des activités en tant que société d'exploration et de production pétrolière et gazière en ayant des participations minoritaires dans plusieurs propriétés productrices dans l'Ouest canadien. En novembre 2000, une nouvelle direction a été constituée et Questerre a modifié son orientation pour se lancer dans ce que la direction estimait être des projets évolutifs à fortes retombées au Canada. La direction compte miser sur sa connaissance

poussée des gisements fracturés naturellement et dolomitisés par voie hydrothermale pour mener à bien ces projets.

En 2001, la société a acquis une participation dans deux projets : le gisement Beaver River (le « **gisement** ») situé dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et les basses terres du Saint-Laurent (les « **basses terres** ») situées au Québec. Voir la rubrique « Principales propriétés ».

En février 2004, Questerre a procédé à la rentrée dans le puits A-5 du gisement. QBR avait une participation directe de 100 % dans ce puits, ses partenaires ayant décidé de renoncer à leur participation contre une pénalité de 600 %. À la suite de problèmes d'exploitation, il a fallu beaucoup plus de temps que prévu pour rentrer dans le puits. Le raccordement aux installations de production et au réseau de collecte s'est fait en mars 2004 et le puits a commencé à produire peu après. Les résultats obtenus ont été nettement inférieurs aux prévisions de la direction.

Les résultats infructueux de la rentrée A-5 ont été aggravés par d'importants retards d'exploitation et des dépassements de coût. Le coût total du projet, ce qui comprend les travaux de complétion, d'essai et de raccordement, ont dépassé 19 millions de dollars, soit près de trois fois le coût estimatif initial. Comme il restait plus de 9 millions de dollars à rembourser aux créanciers ordinaires à la suite de ces dépassements, le 1^{er} avril 2004, QBR a demandé et obtenu une ordonnance de la cour du Banc de la Reine de l'Alberta pour se mettre à l'abri des créanciers en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (la « **Loi AACC** »). Le dépôt de cette demande en vertu de la Loi AACC visait à permettre à QBR de restructurer ses affaires, tout en poursuivant ses activités de façon normale.

En mai 2004, la société a conclu un accord avec Gastem Inc., petite société d'exploration de Montréal, et Hydro-Québec (« **Hydro** ») qui portait sur des permis d'exploration de Questerre dans les basses terres. Questerre détenait des permis d'exploration sur 719 000 acres dans les basses terres. Elle détenait une participation directe de 85 % dans 13 de ces permis et une participation directe de 70 % dans 3 de ces permis. Terrenex Acquisition Corporation (« **TAC** »), une société avec des directeurs et des dirigeants en commun, détient une participation directe de 15 % dans tous les permis.

Aux termes de la convention, Hydro et Gastem se sont engagés à financer 75 % des frais de forage d'un seul puits pour acquérir une participation de 50 % dans le puits et dans 2 000 hectares des environs. Gastem et Hydro disposaient d'une option en vertu de la convention pour forer des puits supplémentaires aux mêmes conditions au cours des six mois qui suivraient la complétion du puits initial. Au cours du même mois, la société a conclu un accord de participation avec un de ses anciens administrateurs pour participer à ce puits aux mêmes conditions afin d'acquérir une participation directe de 10 %.

En juin 2004, la société a conclu un accord de financement avec la société de placement Rupert's Crossing (« **Rupert's** »). Rupert's est une société de placement fermée qui est contrôlée par le président de Questerre. La société a émis un billet de 0,6 million de dollars à la réception de 0,6 million de dollars de Rupert's en 2004.

Le 22 juin 2004, la société a dû se mettre à l'abri des créanciers en vertu de la Loi AACC et s'est ajoutée à titre de requérant dans l'action de QBR intentée en vertu de la Loi AACC. La demande avait été faite pour faciliter des plans parallèles de compromis ou d'arrangement (les « **plans** » ou les « **plans d'arrangement** ») en vue du règlement des réclamations déposées relativement à la rentrée A-5.

Le 9 août 2004, la société et QBR ont déposé les plans, qui ont été approuvés par la majorité requise de créanciers ordinaires à l'assemblée des créanciers de QBR et à celle de la société, tenues le 31 août 2004. Les plans ont reçu la sanction de la cour du Banc de la Reine de l'Alberta le 9 septembre 2004 et ont été mis en œuvre peu après. Une somme de 0,56 million de dollars a été décaissée et 9 623 012 actions ordinaires ont été émises dans le cadre des plans. C'est ainsi que 6 756 102 actions ordinaires ont été émises en faveur de TAC en contrepartie du financement d'un règlement en argent en faveur des créanciers. À la suite de sa restructuration, la société a commencé à diversifier ses actifs dans des projets classiques en Alberta. En novembre 2004, elle a acquis une participation dans deux projets dans cette province, dont une participation de 50 % dans 6 400 acres dans la région de Simonette du centre-ouest de l'Alberta. Elle a aussi conclu une convention d'affermage et de participation dans les régions de Parkland et de Vulcan du sud de l'Alberta.

En décembre 2004, la société a conclu le placement privé de 2 638 000 actions ordinaires au prix de 0,25 \$ l'action ordinaire et de 9 825 000 actions ordinaires accréditives au prix de 0,30 \$ l'action ordinaire, contre un produit brut de 3,61 millions de dollars. Le produit du placement privé a servi essentiellement à financer l'acquisition de nouveaux projets et la conduite de forages en Alberta, dans le cadre de ses projets à Simonette, à Parkland et à Vulcan.

La société a participé au forage d'un puits dans la région de Simonette en Alberta au premier trimestre de 2005 avec Cabot Petroleum Canada Corporation. Ce puits a sondé un gisement récifal de Swan Hills jouxtant deux gisements qui produisaient plus de 15 millions de barils chacun en provenance de la formation de Swan Hills. Le puits n'a pas traversé le gisement de la formation de Swan Hills et a été abandonné par la suite. Questerre a cédé une participation de 26,7 % (20 % après récupération) dans ce puits à Devon ARL Corporation et y a conservé une participation de 23,3 % (30 % après récupération).

En avril 2005, Questerre a conclu un placement privé dont le produit brut s'est élevé à 1 million de dollars, à la suite de l'émission de 3 125 000 actions ordinaires au prix de 0,32 \$ l'action ordinaire.

En avril 2005, la société a conclu un accord avec Rupert's pour acquérir sa participation dans certaines propriétés productrices et une superficie située dans les régions de Westlock et de Hector du centre de l'Alberta. Le prix de 2,1 millions de dollars payé pour cette acquisition était fondé sur une évaluation des actifs en question par une société d'ingénierie indépendante d'évaluation de gisements. L'acquisition a été clôturée au cours du deuxième trimestre de 2005 et a pris effet le 1^{er} avril 2005.

En mai 2005, QBR a conclu une convention de redevance et de renonciation (la « **convention de renonciation** ») avec ses partenaires dans le gisement (les « **amodiateurs** ») et Ampac Petroleum Inc. (« **Ampac** »). Ampac est une société d'exploration et de production fermée, contrôlée par un ancien administrateur de Questerre. Aux termes de la convention de renonciation, les amodiateurs ont renoncé à leur participation dans le gisement en faveur d'Ampac et de QBR en contrepartie d'une redevance et du paiement par QBR de tout montant devant être remboursé en vertu de la convention d'affermage initiale datée du 12 janvier 2001 (la « **convention Beaver River** »). QBR et Ampac s'engageaient à prendre en charge tous les passifs liés à la participation des amodiateurs dans le gisement. Les participations respectives de QBR et d'Ampac dans le gisement après la renonciation s'établissaient à 66,67 % et à 33,33 %, respectivement. À la signature de la convention de renonciation, QBR et les amodiateurs ont convenu de résilier la convention Beaver River.

En mai 2005, QBR et Ampac ont conclu une convention d'affermage et d'exploitation (la « **convention d'affermage Ampac** ») visant le gisement. Aux termes de la convention d'affermage, Ampac devait exécuter un programme de travaux initial (le « **programme de travaux initial** ») qui comprenait la rentrée dans quatre puits, pour acquérir une participation de 50 % dans les unités d'espacement de forage des puits de l'horizon peu profond de Mattson. La seconde phase prévoyait deux puits optionnels. Après avoir réalisé le programme de travaux initial et complété les deux puits optionnels, Ampac détiendra une participation de 50 % dans le gisement, comprenant les horizons, les infrastructures et le matériel. Si Ampac ne complétait pas les deux puits optionnels, elle devait céder sa participation dans le gisement, hormis la participation acquise en vertu du programme de travaux initial, à QBR. Ampac a par la suite cédé cette convention à Transeuro Energy Corp. (« **Transeuro** »), une société pétrolière et gazière internationale nouvellement créée. La première phase de cette mise en valeur a débuté en septembre 2005 et les activités visant trois des quatre puits étaient menées à terme en mars 2006.

En juin 2005, Questerre a conclu un placement de 10 millions de dollars et inscrit ses actions ordinaires à la cote de la Bourse d'Oslo, en Norvège. Ce placement a donné lieu à l'émission de 30 000 000 d'actions ordinaires au prix de 0,33 \$ l'action ordinaire auprès principalement d'investisseurs particuliers et institutionnels en Norvège.

En juillet 2005, la société a résilié la convention d'affermage Gastem avec Gastem et Hydro, ces parties n'ayant pas pu forer le puits d'essai pour le 15 juillet 2005.

En septembre 2005, la société a conclu le placement privé de 9 987 690 actions ordinaires au prix de 0,82 \$ l'action ordinaire contre un produit brut de 8,19 millions de dollars.

En octobre 2005, Questerre a signé une convention définitive avec Société d'énergie Talisman Inc. (« **Talisman** ») pour les 719 000 acres qu'elle possédait dans les basses terres du Saint-Laurent (« la **convention d'affermage Talisman** »). À ses frais, Talisman a entrepris une campagne de sondage sismique bidimensionnel dans deux zones d'intérêt de Questerre au début de 2006. Selon les résultats du programme, Talisman avait le droit de forer jusqu'à quatre puits pour acquérir toute la superficie. Questerre et ses partenaires peuvent conserver une participation directe de 25 % dans cette superficie et toucher une redevance dérogatoire brute de 5 % de Talisman. La société et ses partenaires ont pris à leur charge 15 % des frais de forage, Talisman finançant le reste des frais de forage et les autres frais fonciers, géologiques et géophysiques.

En novembre 2005, la société a conclu une convention d'affermage avec Gastem portant sur sa superficie à explorer au Québec. Aux termes de cette convention, Questerre pourra acquérir une participation de 50 % dans sept permis d'exploration couvrant 311 872 acres détenues par Gastem en finançant le programme des travaux prescrits. En janvier 2006, Questerre a acquis une participation dans Gastem en souscrivant, lors d'un placement privé, 1,46 million d'unités de Gastem. Chaque unité est constituée d'une action ordinaire de Gastem et d'un bon de souscription d'action. Chaque bon de souscription donne à son porteur le droit d'acquérir une action ordinaire supplémentaire de Gastem au prix de 0,10 \$ l'action pendant deux ans.

En 2005, Questerre a participé à la découverte du gisement Mannville, dans la région de Vulcan du sud de l'Alberta. Questerre détient une participation de 50 % dans cette découverte. Trois puits ont été forés dans le gisement en 2005.

En février 2006, Questerre a conclu le placement privé de 11 millions d'actions ordinaires au prix de 0,65 \$ l'action ordinaire contre un produit brut de 7,15 millions de dollars.

En avril 2006, Questerre a acquis Stride Energy Ltd. (« **Stride** »), société d'exploration et de production fermée dont les avoirs fonciers et la production sont concentrés dans la région de Westlock du centre de l'Alberta. Stride détenait 16 640 acres brutes et une production estimée à 227 bep/j. Les actionnaires de Stride avaient le choix de recevoir 2,4092 \$ en argent ou 2,834 actions ordinaires ou une combinaison des deux, sous réserve d'un maximum de 6 282 000 \$ et d'un maximum de 7 262 856 actions ordinaires. La contrepartie versée pour cette acquisition s'est élevée à 6,28 millions de dollars et à 7 262 742 actions ordinaires. Stride a par la suite fusionné avec QBR.

En mai 2006, la société a conclu une convention d'affermage avec une importante société indépendante, qui portait sur 21 120 acres à Westlock. Aux termes de la convention d'affermage, Questerre s'engageait à financer une première campagne de forage de cinq puits pour acquérir une participation directe majoritaire dans dix sections de terrain de l'affermeur. Questerre avait l'option de forer des puits supplémentaires pour acquérir une participation aux mêmes conditions.

En juin 2006, la société a conclu le placement privé de 9 709 000 actions ordinaires accréditives au prix de 1,03 \$ l'action ordinaire contre un produit brut de 10 millions de dollars. La société a aussi accordé aux placeurs pour compte une option pour acquérir 291 270 actions ordinaires au prix de 1,03 \$ l'action jusqu'au 28 décembre 2007.

À la suite de sa campagne d'acquisition de données sismiques bidimensionnelles, Talisman a foré Gentilly n° 1, son premier puits dans la superficie de Questerre, en octobre 2006. Du fait de sa participation et de la participation directe qu'elle détenait, Questerre a payé 10,5 % des frais relatifs à ce puits pour y conserver une participation directe nette de 17,5 %. Questerre touchera en outre une redevance dérogatoire sur la production du puits. Le puits a été foré à la profondeur verticale de 2 529 m et a été sondé au début de 2007.

En décembre 2006, 14 000 000 d'actions ordinaires ont été émises à l'occasion d'un placement privé au prix de 1,34 \$ l'action, contre un produit brut de 18,8 millions de dollars.

En 2006, la priorité de Questerre en Alberta a été de mettre en valeur sa zone principale dans Vulcan. C'est ainsi que 12 puits ont été forés qui visaient des horizons multiples. Questerre a aussi construit une installation pétrolière centrale et une installation de compression de gaz dans la région, étant donné la capacité limitée qui y existait. En janvier 2007, Questerre a obtenu des organismes de réglementation l'autorisation de lancer la production du gisement de gaz à Vulcan. La mise en valeur du gisement pétrolifère devrait débuter à la fin de 2008, sous réserve de l'obtention des autorisations d'organismes de réglementation.

En février 2007, Questerre et Gastem ont signé une lettre d'intention portant sur 113 000 acres de Gastem (les « **permis Yamaska** »). Selon les modalités de la lettre d'intention, Gastem s'engage à dépenser au moins 3 millions de dollars et au plus 13 millions de dollars dans les permis Yamaska. Gastem acquerra la participation directe de 50 % actuellement détenue par Questerre dans ces permis assujettis à une redevance dérogatoire brute convertible de 7,5 % (« **RDBC** ») payable à Questerre. La RDBC est convertible en une participation directe de 20 %. Gastem peut s'adjoindre d'autres partenaires pour remplir les engagements de dépenses qu'elle a pris dans la lettre d'intention. Questerre a aussi obtenu une participation de 80 % dans un permis d'exploration couvrant environ 53 000 acres adjacentes au bloc Saint-Jean.

En mars 2007, Questerre et Transeuro ont convenu de modifier la convention d'affermage et d'exploitation existante (la « **convention** ») de la façon suivante :

- Transeuro sera reconnue comme partie prenante et Ampac sera libérée des obligations qu'elle avait contractées en vertu de la convention;
- L'exigence d'une quatrième rentrée dans l'un des puits du programme des travaux initial a été retirée des dépenses à engager;
- Transeuro ne sera plus tenue de forer un puits à Nahanni, le second puits de l'option, à ses frais et risques uniquement. Transeuro acquerra plutôt une participation de 50 % dans le gisement et ses infrastructures, moyennant le versement de 10 millions de dollars à Questerre d'ici à avril 2007;
- Les partenaires se sont engagés à forer ensemble un puits à Nahanni d'ici à l'été 2007.

En mars 2007, Questerre a acquis une participation dans Transeuro en participant à un placement privé. La société a souscrit trois millions d'unités au prix de 0,61 \$ l'unité contre un produit de souscription brut de 1,83 million de dollars. Chaque unité est constituée d'une action ordinaire de Transeuro et d'un bon de souscription d'action ordinaire donnant au porteur le droit d'acquérir une action de Transeuro au prix de 0,61 \$ jusqu'au 31 décembre 2007.

À la fin du premier trimestre de 2007, Questerre a doublé ses avoirs fonciers dans la région de Beaver River pour les porter à plus de 23 000 acres, ce qui comprend les droits d'exploration de tous les horizons de la superficie entourant le gisement. Elle a aussi acquis les droits visant des horizons supplémentaires du gisement. La majeure partie de ces terrains ont été validés par le programme de travaux de la société en 2007.

En juillet 2007, Questerre et Transeuro ont foré le puits A-8 dans le gisement. Le puits a atteint la profondeur de 4 112 m à la fin de 2007.

Au cours de l'été de 2007, Gastem a foré deux puits, le puits Saint-François-du-Lac n° 1 et le puits Saint-Louis-de-Richelieu n° 1 sur la superficie de Yamaska. Le partenaire d'affermage de Gastem, Forest Oil Corporation (« **Forest** »), a par la suite décidé de stimuler et de sonder ces deux puits. En juin 2007, Talisman a décidé d'acquérir les données d'un sondage sismique bidimensionnel sur une partie de la superficie de Questerre à la suite des résultats du puits Gentilly n° 1. Le programme d'acquisition des données a été mené à terme au début de 2008.

En novembre 2007, Questerre a acquis Magnus, société d'exploration et de production cotée en bourse dont les terrains et la production sont concentrés dans la région d'Antler du sud-est de la Saskatchewan. La contrepartie versée s'est élevée à 7 840 804 actions ordinaires au prix réputé de 0,94 \$ l'action ordinaire et la prise en charge d'un fonds de roulement négatif de 13,37 millions de dollars. Questerre a par la suite réglé l'emprunt garanti par Magnus de 17,4 millions de dollars au moyen d'un paiement de 15,4 millions de dollars et d'une émission de 2 250 000 actions ordinaires. Les actionnaires de Magnus ont reçu 0,015316 action ordinaire de Questerre contre chaque action de catégorie A de Magnus qu'ils détenaient. Chaque action de catégorie B de Magnus a été échangée contre 10 actions de catégorie A de Magnus avant l'échange des actions de catégorie A de Magnus contre des actions ordinaires. À la clôture, Magnus est devenue une filiale en propriété exclusive de Questerre.

En décembre 2007, Questerre a conclu une convention d'affermage avec une importante société canadienne d'exploration et de production qui a porté sur 54 milles carrés dans la région de Greater Sierra, en Colombie-Britannique. Les engagements pris par Questerre aux termes de cette convention consistent à financer le forage et la complétion de deux puits et à réaliser un sondage sismique tridimensionnel de 46 milles carrés pour acquérir une participation de 50 % dans cette superficie. Ayant rempli ses obligations avant la fin du premier trimestre de 2008, Questerre a acquis sa participation dans cette superficie.

En décembre 2007, la société a conclu deux placements privés qui ont donné lieu à l'émission de 3 500 000 actions ordinaires accréditives contre un produit brut de 3 millions de dollars de la façon suivante : 2 500 000 actions ordinaires au prix de 0,80 \$ l'action ordinaire et 1 000 000 d'actions ordinaires au prix de 1,00 \$ l'action ordinaire.

Les dépenses en immobilisations de Questerre en 2008 ont surtout été engagées dans la région d'Antler dans le sud-est de la Saskatchewan avec le forage de 15 puits horizontaux et la fracturation par étapes de 17 autres. Questerre a également participé au forage et à la complétion d'un puits horizontal dans le bassin Mannville I à Vulcan au cours de l'année.

Une découverte importante de gaz de schiste rapportée par Forest dans les permis Yamaska en avril 2008 a subséquemment mené à des programmes d'évaluation multi-puits par Talisman et Forest. Forest a foré et a stimulé trois puits horizontaux, en majorité dans les permis Yamaska. À l'achèvement de ce programme initial au quatrième trimestre, Questerre a converti sa RDBC de 7,5 % en une participation directe de 20 %.

Le programme de Talisman comprenait un engagement à forer les trois derniers puits d'affermage en vertu de la convention d'affermage de Talisman et de recompléter le premier puits, Gentilly n° 1. Deux des trois puits, La Visitation n° 1 et Saint-David n° 1, ont été forés avant la fin de l'année 2008, et le troisième puits, Saint-Édouard n° 1, a été terminé au début de 2009.

Au deuxième trimestre de 2008, Questerre a réalisé un placement de 75,79 millions de dollars en capitaux propres à 4,70 \$ l'action ordinaire. L'offre consistait en l'émission de 7 500 000 actions ordinaires en placement privé en Norvège et de 8 625 000 actions ordinaires au moyen d'un prospectus simplifié au Canada.

Depuis le 30 avril 2008, Questerre a acquis toutes les actions ordinaires et les actions privilégiées en circulation de Terrenex, une société publique d'investissement. Terrenex était une société avec des directeurs et des dirigeants en commun. Les principaux actifs de Terrenex consistaient en une participation directe dans seize permis d'exploration et une base de données sismiques dans les basses terres du Saint-Laurent, au Québec, et en 10 698 785 actions ordinaires. Le 22 février 2008, la société a conclu un accord pour acquérir Terrenex en contrepartie de 15 892 785 actions ordinaires et de 0,50 million de dollars en espèces. Le 27 avril 2008, l'accord a été modifié et la contrepartie en actions a été portée à 18 910 403 actions ordinaires. Le 28 avril 2008, la transaction a reçu l'approbation requise des tribunaux et des actionnaires de Terrenex. Déduction faite des 10 698 785 actions ordinaires détenues par Terrenex au moment de l'acquisition, un total de 8 211 618 actions ordinaires a été émis pour l'acquisition.

Le 18 juin 2008, Magnus et sa filiale en propriété exclusive Magnus One Energy Corp. (collectivement, les « **Entités Magnus** ») ont demandé la protection des tribunaux en vertu de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (Canada). Magnus est une filiale en propriété exclusive de

Questerre. Lors des réunions des créanciers des Entités Magnus tenues le 30 septembre 2008, les créanciers ont approuvé une proposition de règlement des sommes en souffrance. L'approbation finale des tribunaux pour cette proposition était attendue au premier semestre de 2009. Aucun ajustement n'a été apporté à la valeur comptable des passifs en attendant cette approbation des tribunaux.

Acquisitions importantes

Questerre n'a pas effectué d'acquisitions importantes au cours de son exercice financier le plus récent dont la divulgation est requise en vertu de la partie 8 du Règlement 51-102.

Faits récents

Aucun.

Dossiers environnementaux

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est soumise à une réglementation environnementale en vertu de diverses lois applicables. Ces lois restreignent et interdisent le rejet ou l'émission de diverses substances produites en association avec certaines activités de l'industrie du pétrole et du gaz. En outre, ces lois exigent que les puits et les installations soient abandonnés et les terrains remis en état à la satisfaction des autorités responsables de l'environnement. Au 31 décembre 2008, Questerre a porté à son bilan une obligation de 4,99 millions de dollars au titre de la désaffectation d'actifs. La société maintient un programme d'assurance conforme aux pratiques de l'industrie afin de se prémunir contre les pertes dues à la destruction accidentelle d'actifs, aux éruptions de puits, à la pollution et aux accidents d'exploitation ou autres perturbations. La société dispose également de procédures opérationnelles et d'intervention d'urgence, ainsi que des programmes environnementaux et de sécurité afin de réduire les risques de pertes potentielles.

Employés

Au 31 décembre 2008, les effectifs au siège social de Questerre se composaient de 23 employés et de 1 consultant à temps partiel.

Situation concurrentielle

Le secteur du pétrole et du gaz naturel fait l'objet d'une vive concurrence à tous ses stades. Questerre rivalise avec de nombreuses entreprises pour la recherche et l'acquisition de propriétés de pétrole et de gaz naturel et pour la commercialisation de pétrole et de gaz naturel. Les concurrents de Questerre comprennent des entreprises dans le secteur des ressources naturelles qui ont plus de ressources financières, de personnel et d'installations qu'elle. Les facteurs de concurrence dans la distribution et la commercialisation de pétrole et de gaz naturel comprennent les prix, ainsi que les méthodes et la fiabilité de la livraison. Questerre estime que sa position concurrentielle est équivalente à celle des autres émetteurs du domaine pétrolier et gazier, de taille similaire et rendus à un stade de développement similaire. Voir la rubrique « Facteurs de risque ».

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

Réserves de pétrole et de gaz naturel

McDaniel & Associates Consultants Ltd. (« **McDaniel** »), une société indépendante de génie-conseil de Calgary (Alberta), a préparé un rapport intitulé « Reserves Assessment and Evaluation of Canadian Oil and Gas Properties – Corporate Summary and Property Reports », ainsi qu'une évaluation de l'entreprise en date du 23 février 2009, visant les réserves pétrolières et gazières de Questerre au 31 décembre 2008 (l'ensemble de ces documents constituant le « **rapport McDaniel** »). **Le rapport McDaniel porte sur les principales propriétés pétrolières et gazières de Questerre.** Pour préparer son rapport, McDaniel a obtenu des renseignements de base de Questerre, notamment des données sur les terrains, des informations sur les puits, des informations géologiques, des études sur les réservoirs, des estimations des dates d'entrée en production, des informations sur les contrats, les prix actuels des produits d'hydrocarbures, des données sur les charges d'exploitation, des prévisions des budgets d'équipement, des données financières et les plans d'exploitation futures. Les autres données techniques, géologiques ou économiques nécessaires à l'évaluation et sur lesquelles le rapport McDaniel est basé proviennent de dossiers publics, d'autres exploitants et des dossiers non confidentiels de McDaniel. L'ampleur et la nature de la propriété et l'exactitude de toutes les données factuelles fournies pour l'évaluation indépendante, émanant de toutes sources, ont été acceptées par McDaniel telles que présentées.

Les tableaux suivants fournissent certains renseignements relatifs aux réserves de pétrole et de gaz naturel sur les propriétés de la société et la valeur actualisée des flux de trésorerie nets futurs estimés et associés aux réserves, en date du 31 décembre 2008, les chiffres pouvant varier légèrement de ceux présentés dans le rapport McDaniel, car ils ont été arrondis. En raison également des chiffres arrondis, le total de certaines colonnes peut ne pas correspondre exactement. Les renseignements qui suivent sont tirés du rapport McDaniel qui a été établi conformément aux normes énoncées dans le manuel COGE et aux définitions des réserves figurant dans le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « **Règlement 51-101** » – la Norme canadienne 51-101 ailleurs qu'au Québec). **Toutes les évaluations et tous les examens des flux de trésorerie nets futurs sont calculés avant toute provision pour les frais d'intérêt ou les frais généraux et administratifs et après déduction des dépenses en immobilisations futures estimées pour les puits auxquels des réserves ont été attribuées. Il ne faut pas présumer que les estimations des produits d'exploitation nets futurs présentées dans les tableaux ci-après représentent la juste valeur marchande des réserves de la société. Rien ne garantit que ces prix et coûts prévisionnels puissent se concrétiser et les écarts pourraient être importants. Les estimations de la récupération et des réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel figurant dans les présentes ne sont que des estimations, et rien ne garantit que les réserves estimatives puissent être récupérées. Les réserves effectives de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations figurant dans les présentes.**

Conformément aux exigences du Règlement 51-101, les appendices suivants sont joints en fin de document :

Appendice A : Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant sur annexe 51-101A2

Appendice B : Rapport de la direction et du conseil d'administration sur l'information
concernant le pétrole et le gaz sur annexe 51-101A3

Les définitions utilisées pour les catégories de réserves dans le rapport McDaniel sont jointes à l'Appendice C des présentes.

Questerre Energy Corporation

Tableau A

Réserves de la société et valeur actualisée nette Prix et coûts prévisionnels au 31 décembre 2008 Réserves totales

	Quote-part de la société dans les réserves restantes (kb, Mpi ³ , Mtf, kbep)			Quote-part de la société dans la valeur actualisée nette avant impôts (M\$) ⁵⁾				
	Brute ¹⁾	DR ²⁾	Nette ³⁾	à 0,0 %	à 5,0 %	à 10,0 %	à 15,0 %	à 20,0 %
Réserves prouvées exploitées								
Pétrole léger/moyen	644,3	-	564,8	32 613,5	28 035,9	24 689,5	22 148,5	20 157,3
Gaz naturel	3 127,4	30,3	2 272,8	9 370,7	8 505,5	7 795,1	7 207,2	6 715,4
Liquides du gaz naturel	14,0	-	7,5	601,8	523,0	463,4	416,9	379,9
Total				42 586,0	37 064,4	32 948,0	29 772,6	27 252,6
Réserves prouvées inexploitées								
Pétrole léger/moyen	67,3	-	65,8	3 647,0	3 215,4	2 869,7	2 587,6	2 353,6
Gaz naturel	-	-	-	-395,3	-331,1	-281,0	-241,3	-209,3
Total				3 251,7	2 884,3	2 588,7	2 346,3	2 144,3
Réserves prouvées non mises en valeur								
Pétrole léger/moyen	229,9	-	219,9	10 860,5	7 776,4	5 780,4	4 416,3	3 439,5
Gaz naturel	-	-	-	-27,1	-22,8	-19,4	-16,6	-14,3
Total				10 833,4	7 753,6	5 761,0	4 399,7	3 425,2
Total des réserves prouvées								
Pétrole léger/moyen	941,5	-	850,5	47 121,0	39 027,6	33 339,6	29 152,3	25 950,4
Gaz naturel	3 127,4	30,3	2 272,8	8 948,3	8 151,5	7 494,6	6 949,3	6 491,8
Liquides du gaz naturel	14,0	-	7,5	601,8	523,0	463,4	416,9	379,9
Total				56 671,1	47 702,1	41 297,6	36 518,5	32 822,1
Réserves probables								
Pétrole léger/moyen	529,6	-	472,6	31 166,5	21 529,6	15 975,0	12 477,3	10 111,1
Gaz naturel	5 333,7	9,1	3 995,9	8 582,2	5 794,7	3 898,9	2 567,3	1 603,4
Liquides du gaz naturel	15,4	-	9,8	812,7	599,6	467,0	378,6	316,2
Total				40 561,4	27 923,9	20 340,9	15 423,2	12 030,7
Total des réserves prouvées et probables								
Pétrole léger/moyen	1 471,1	-	1 323,1	78 287,5	60 557,3	49 314,6	41 629,7	36 061,5
Gaz naturel	8 461,1	39,4	6 268,7	17 530,6	13 946,2	11 393,6	9 516,6	8 095,3
Liquides du gaz naturel	29,3	-	17,3	1 414,5	1 122,6	930,4	795,5	696,1
Total				97 232,6	75 626,1	61 638,6	51 941,8	44 852,9
Réserves en bep et VAN/bep⁴⁾								
Prouvées exploitées	1 179,5	5,1	951,2	35,95	31,29	27,81	25,13	23,01
Prouvées inexploitées	67,3	-	65,8	48,32	42,86	38,47	34,86	31,86
Prouvées non mises en valeur	229,9	-	219,9	47,12	33,73	25,06	19,14	14,90
Total - prouvées	1 476,7	5,1	1 236,8	38,24	32,19	27,87	24,64	22,15
Probables	1 433,9	1,5	1 148,3	28,26	19,45	14,17	10,74	8,38
Total - prouvées et probables	2 910,6	6,6	2 385,2	33,33	25,92	21,13	17,81	15,38
				Quote-part de la société dans la valeur actualisée nette après impôts (M\$)				
				à 0,0 %	à 5,0 %	à 10,0 %	à 15,0 %	à 20,0 %
Valeur actualisée nette après impôts								
Prouvées exploitées				42 586,0	37 064,3	32 947,9	29 772,6	27 252,6
Prouvées inexploitées				3 251,7	2 884,3	2 588,7	2 346,3	2 144,3
Prouvées non mises en valeur				10 833,4	7 753,6	5 761,0	4 399,7	3 452,2
Total – prouvées				56 671,1	47 702,2	41 297,6	36 518,6	32 822,1
Probables				40 561,5	27 923,9	20 340,9	15 423,2	12 030,8
Total – prouvées et probables				97 232,6	75 626,1	61 638,5	51 941,7	44 852,9

1) Les réserves brutes correspondent aux réserves attribuables aux participations directes avant déduction des redevances.

2) Réserves visées par un droit de redevance.

3) Les réserves nettes comprennent la participation directe après déduction des redevances plus les réserves visées par un droit de redevance.

4) Barils d'équivalent pétrole suivant le rapport 6,0:1 pour le gaz naturel, de 1,0:1 pour les condensats et C5+, de 1,0:1 pour l'éthane, de 1,0:1 pour le propane, de 1,0:1 pour les butanes, de 1,0:1 pour les LGN, de 1,0:1 pour le soufre. VAN/bep fondée sur la part des réserves en bep revenant à la société. Les bep peuvent être trompeurs, surtout si on les emploie de façon isolée. Le ratio de conversion de 6 kpi³:1 bep repose sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et qui ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.

5) Les coûts liés à l'extraction des produits du gaz naturel ont pour la plupart été déduits des produits d'exploitation du gaz naturel

Questerre Energy Corporation

Tableau B

Relevé des réserves et de la valeur actualisée nette
Prix et coûts provisionnels au 31 décembre 2008
Réserves totales

Toutes régions comprises

Réserves restantes

Classement des réserves	Pétrole léger et moyen		Pétrole lourd		Gaz naturel		Liquides du gaz naturel		Soufre	
	Brut (kb)	Net (kb)	Brut (kb)	Net (kb)	Brut (kb)	Net (kb)	Brut (kb)	Net (kb)	Brut (kb)	Net (kb)
Prouvées exploitées	644,3	564,8	-	-	3 127,4	2 272,8	14,0	7,5	-	-
Prouvées inexploitées	67,3	65,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Prouvées non mises en valeur	229,9	219,9	-	-	-	-	-	-	-	-
Total – prouvées	941,5	850,5	-	-	3 127,4	2 272,8	14,0	7,5	-	-
Probables	529,6	472,6	-	-	5 333,7	3 995,9	15,4	9,8	-	-
Total – prouvées et probables	1 471,1	1 323,1	-	-	8 461,1	6 268,7	29,3	17,3	-	-

Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs

Classement des réserves	Avant impôts sur les bénéfices actualisés au taux de (%/an)				Après impôts sur les bénéfices actualisés au taux de (%/an)			
	0,0 % (M\$)	5,0 % (M\$)	10,0 % (M\$)	20,0 % (M\$)	0,0 % (M\$)	5,0 % (M\$)	10,0 % (M\$)	20,0 % (M\$)
Prouvées exploitées	42,59	37,06	32,95	27,25	42,59	37,06	32,95	27,25
Prouvées inexploitées	3,25	2,88	2,59	2,14	3,25	2,88	2,59	2,14
Prouvées non mises en valeur	10,83	7,75	5,76	3,43	10,83	7,75	5,76	3,43
Total – prouvées	56,67	47,70	41,30	32,82	56,67	47,70	41,30	32,82
Probables	40,56	27,92	20,34	12,03	40,56	27,92	20,34	12,03
Total – prouvées et probables	97,23	75,63	61,64	44,85	97,23	75,63	61,64	44,85

Questerre Energy Corporation

Tableau C

**Produits d'exploitation nets futurs non actualisés
Prix et coûts prévisionnels au 31 décembre 2008
Réserves totales**

Toutes régions comprises

	Chiffre d'affaires ¹⁾ M\$	Redevances ²⁾ M\$	Charges d'exploitation M\$	Total des frais de mise en valeur M\$	Frais d'abandon des puits M\$	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts M\$	Impôts sur les bénéfices M\$	Produits d'exploitation nets futurs après impôts M\$
Total – réserves prouvées	109 649	15 502	30 115	5 355	2 006	56 671	-	56 671
Total – réserves prouvées et probables	210 726	31 983	62 353	16 812	2 345	97 233	-	97 233

1) Le chiffre d'affaires comprend tous les revenus hors production.

2) Les redevances comprennent les intérêts passifs nets payés, ainsi que la surtaxe sur le capital des sociétés en Saskatchewan.

Questerre Energy Corporation

Tableau D

Réserves de pétrole et de gaz et valeurs actualisées nettes par groupe de production
Prix et coûts prévisionnels au 31 décembre 2008
Réserves totales

Toutes régions comprises

Groupe de réserves par catégorie	Pétrole		Réserves Gaz ¹⁾				LGN		VAN des PENF avant impôts ⁴⁾			Valeurs unitaires ²⁾	Bep ³⁾ (conversion des valeurs)
	Brutes kb	Nettes kb	Brutes Mpi ³	Nettes Mpi ³	Brutes kb	Nettes kb	0,0 % M\$	10,0 % M\$	15,0 % M\$	\$/lb \$/kpi ³			
Pétrole léger et moyen (gaz associé et sous produits compris)													
Prouvées exploitées	633	558	174	114	1	1	32 876	24 818	22 238		44,45	-	
Prouvées inexploitées	67	66	-	-	-	-	3 647	2 870	2 588		43,61	-	
Prouvées non mises en valeur	230	220	-	-	-	-	10 861	5 780	4 416		26,29	-	
Total – prouvées	930	844	174	114	1	1	47 383	33 468	29 242		39,66	-	
Probables	525	470	141	88	1	0	31 587	16 141	12 587		34,34	-	
Total – prouvées et probables	1 455	1 314	315	202	2	1	78 971	49 609	41 828		37,75	-	
Gaz non associé (sous-produits compris)													
Prouvées exploitées	11	7	2 953	2 159	13	7	9 710	8 130	7 535		3,77	11,81	
Prouvées inexploitées	-	-	-	-	-	-	-395	-281	-241		-	-	
Prouvées non mises en valeur	-	-	-	-	-	-	-27	-19	-17		-	-	
Total – prouvées	11	7	2 953	2 159	13	7	9 288	7 830	7 277		3,63	10,94	
Probables	5	3	5 193	3 908	15	9	8 974	4 200	2 837		1,07	31,95	
Total – prouvées et probables	16	9	8 146	6 067	27	16	18 262	12 030	10 113		1,98	19,04	

1) Les réserves de gaz comprises dans le pétrole léger, moyen et lourd ne sont que les réserves de gaz dissous.

2) Les valeurs unitaires sont établies au taux d'actualisation de 10 % divisées par les réserves nettes du principal type de produit pour chaque groupe.

3) Les bep correspondent aux valeurs unitaires des réserves de pétrole léger et moyen divisées par les valeurs unitaires des réserves des autres principaux types de produits pour chaque classement des réserves. C'est ainsi qu'on obtient des valeurs exprimées en bep.

4) Les produits d'exploitation au titre du traitement sont inclus, le cas échéant.

HYPOTHÈSES DE MCDANIEL AU SUJET DES PRIX

Prix et coûts prévisionnels utilisés par McDaniel – 1^{er} janvier 2009

McDaniel a utilisé les prix, taux de change et taux d'inflation probables ci-dessous dans l'estimation des réserves de Questerre, les prix et coûts prévisionnels étant en date du 1^{er} janvier 2009.

Tableau 1

McDaniel & Associates Consultants Ltd.
Relevé des prix prévisionnels
1^{er} janvier 2009

Année	Brut WTI \$ US/b 1)	Brut Brent \$ US/b 2)	Brut léger d'Edmonton \$ CA/b 3)	Brut de Hardisty Bow River, Alberta \$ CA/b 4)	Brut lourd de l'Alberta \$ CA/b 5)	Brut moyen de Cromer Sask. \$ CA/b 6)	Cond. et essences naturelles d'Edmonton \$/b	Propane d'Edmonton \$/b	Butanes d'Edmonton \$/b	LGN d'Edmonton \$/b 7)	Inflation %	Taux de change US/CA \$ US/\$ CA
Données historiques												
1987	19,30		24,30	20,79			23,80	9,98	16,80	15,10	4,4	0,755
1988	16,00		18,70	14,41			18,30	8,19	12,95	11,90	4,0	0,812
1989	19,60		22,20	18,09			21,80	8,14	10,35	11,60	5,0	0,844
1990	24,50		27,60	21,06	16,00		27,00	13,67	16,21	17,20	4,8	0,857
1991	21,40		23,40	15,07	9,05		22,90	11,91	15,25	15,30	5,6	0,873
1992	20,55		23,50	17,52	12,95		23,00	10,55	14,05	14,30	1,5	0,828
1993	18,60		21,90	16,70	13,30		21,50	14,10	13,55	15,40	1,8	0,775
1994	17,20		22,20	18,43	15,00		21,75	12,50	13,45	14,70	0,2	0,732
1995	18,45		24,25	20,80	17,25		23,76	13,90	13,80	15,80	2,2	0,729
1996	22,10		29,35	25,11	20,05		28,75	22,20	17,15	21,70	1,6	0,733
1997	20,55	19,09	27,80	21,22	14,40		31,10	18,60	19,05	21,30	1,6	0,722
1998	14,40	12,77	20,35	14,60	9,40	17,00	21,85	10,95	11,90	13,50	1,0	0,687
1999	19,25	17,86	27,60	23,35	19,65	25,47	27,60	15,45	17,73	18,70	1,7	0,673
2000	30,31	28,40	44,72	34,35	27,80	40,10	46,25	31,55	35,00	35,70	2,7	0,674
2001	25,97	24,42	39,60	25,07	18,05	32,22	42,42	29,15	28,45	31,60	2,6	0,646
2002	26,10	24,95	39,95	31,65	27,60	34,93	40,65	19,85	26,10	26,20	2,2	0,637
2003	31,05	28,85	43,15	32,68	27,40	37,57	44,10	30,15	33,45	34,10	2,0	0,716
2004	41,40	38,30	52,54	37,60	30,40	45,94	55,77	33,28	39,45	39,94	2,0	0,770
2005	56,56	54,48	68,72	44,83	34,35	57,47	77,30	43,29	52,58	53,34	2,1	0,826
2006	66,23	65,20	72,80	51,55	42,85	61,25	78,05	44,05	60,10	56,47	2,2	0,880
2007	72,30	72,80	76,35	53,25	44,90	65,40	84,05	49,45	63,75	61,38	2,0	0,935
2008	99,60	97,80	102,20	84,30	76,80	93,20	110,40	58,40	75,25	74,70	2,4	0,943
Données prévisionnelles												
2009	60,00	58,50	69,60	54,80	47,00	61,80	71,60	44,10	51,00	52,00	2,0	0,850
2010	71,40	69,90	83,00	65,30	56,10	73,70	85,00	50,80	60,80	61,10	2,0	0,850
2011	83,20	81,60	91,40	72,00	61,80	81,20	93,50	55,10	67,00	66,90	2,0	0,900
2012	90,20	88,60	93,90	73,90	64,00	83,40	96,00	56,90	68,80	68,90	2,0	0,950
2013	97,40	95,80	96,30	75,90	65,60	85,60	98,50	58,40	70,50	70,70	2,0	1,000
2014	99,40	97,70	98,30	77,40	67,00	87,40	100,50	59,70	72,00	72,20	2,0	1,000
2015	101,40	99,70	100,30	79,00	68,80	89,10	102,60	60,80	73,50	73,60	2,0	1,000
2016	103,40	101,70	102,30	80,50	70,20	90,90	104,60	62,00	74,90	75,00	2,0	1,000
2017	105,40	103,60	104,20	82,10	71,60	92,60	106,50	63,20	76,30	76,40	2,0	1,000
2018	107,60	105,80	106,40	83,80	73,00	94,60	108,80	64,50	77,90	78,10	2,0	1,000
2019	109,70	107,90	108,50	85,40	74,50	96,40	110,90	65,80	79,50	79,60	2,0	1,000
2020	111,90	110,00	110,70	87,20	76,00	98,30	113,20	67,10	81,10	81,20	2,0	1,000
2021	114,10	112,20	112,80	88,90	77,50	100,30	115,30	68,40	82,60	82,80	2,0	1,000
2022	116,40	114,50	115,10	90,70	79,00	102,30	117,70	69,80	84,30	84,50	2,0	1,000
2023	118,80	116,80	117,50	92,50	80,70	104,40	120,10	71,30	86,10	86,20	2,0	1,000
Par la suite	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	2,0	1,000

1) West Texas Intermediate à Cushing (Oklahoma) 40 degrés API/0,5 % de soufre

2) Brent fluidifié de la mer du Nord 37 degrés API/1,0 % de soufre

3) Brut léger peu sulfuré d'Edmonton 40 degrés API, 0,3 % de soufre

4) Brut de Bow River à Hardisty (Alberta) (brut lourd)

5) Brut lourd 12 degrés API à Hardisty (Alberta) (après déduction des frais de fluidification pour atteindre la qualité pipelinère)

6) Pétrole brut de Midale Cromer 29 degrés API, 2,0 % de soufre

7) Composition des LGN : 45 pour cent de propane, 35 pour cent de butane et 20 pour cent d'essences naturelles.

G090101 – En date du 1^{er} janvier 2009

McDaniel & Associates Consultants Ltd.
Relevé des prix prévisionnels du gaz naturel
1^{er} janvier 2009

Année	Prix du gaz au carrefour Henry É.-U. \$ US/Mbt	Prix du disponible AECO Alberta \$ CA/Mbt	Prix moyen sortie usine Alberta \$ CA/Mbt	Prix sortie usine courtier- fournisseur Alberta \$ CA/Mbt	Ventes de disponible sortie usine Alberta \$ CA/Mbt	Gaz sortie usine province de Sask. \$ CA/Mbt	Ventes de disponible sortie usine Sask. \$ CA/Mbt	Prix moyen sortie usine Colombie- Britannique \$ CA/Mbt
(1)								
Données historiques								
1987	1,50		1,64	1,82	-			
1988	1,85		1,44	1,66	1,21			
1989	1,68		1,47	1,57	1,28			
1990	1,67		1,45	1,64	1,20			
1991	1,54		1,18	1,31	0,97			1,13
1992	1,79		1,22	1,30	1,04			1,10
1993	2,13		1,89	1,60	2,16			2,13
1994	1,92		1,83	1,81	1,86			1,87
1995	1,62		1,18	1,23	1,02			1,12
1996	2,50	1,39	1,54	1,63	1,34			1,47
1997	2,59	1,87	1,84	1,86	1,67			1,98
1998	2,06	2,04	1,90	1,88	1,84	1,84		2,00
1999	2,28	2,96	2,60	2,46	2,78	2,78	2,96	2,77
2000	4,31	5,02	4,80	4,57	4,85	5,38	4,83	4,88
2001	3,98	6,30	5,90	5,25	6,10	5,25	6,15	6,30
2002	3,36	4,07	3,89	3,80	3,90	3,91	3,90	3,93
2003	5,49	6,66	6,37	6,00	6,49	6,40	6,38	6,32
2004	5,90	6,87	6,62	6,35	6,70	6,48	6,52	6,45
2005	8,60	8,58	8,43	8,48	8,42	8,35	8,58	8,12
2006	6,75	7,16	6,87	6,59	6,96	6,67	6,55	6,45
2007	6,95	6,65	6,41	6,35	6,43	6,18	6,45	6,25
2008	8,85	8,15	7,90	8,10	7,90	8,00	8,10	8,10
Données prévisionnelles								
2009	7,25	7,40	7,20	7,20	7,20	7,40	7,40	7,20
2010	7,75	8,00	7,80	7,80	7,80	8,00	8,00	7,80
2011	8,60	8,45	8,25	8,25	8,25	8,45	8,45	8,25
2012	9,35	8,80	8,60	8,60	8,60	8,80	8,80	8,60
2013	10,10	9,05	8,85	8,85	8,85	9,05	9,05	8,85
2014	10,30	9,25	9,05	9,05	9,05	9,25	9,25	9,05
2015	10,50	9,45	9,20	9,20	9,20	9,45	9,45	9,20
2016	10,70	9,60	9,35	9,35	9,35	9,60	9,60	9,35
2017	10,90	9,80	9,55	9,55	9,55	9,80	9,80	9,55
2018	11,15	10,00	9,75	9,75	9,75	10,00	10,00	9,75
2019	11,35	10,20	9,95	9,95	9,95	10,20	10,20	9,95
2020	11,60	10,40	10,15	10,15	10,15	10,40	10,40	10,15
2021	11,80	10,60	10,35	10,35	10,35	10,60	10,60	10,35
2022	12,05	10,80	10,55	10,55	10,55	10,80	10,80	10,55
2023	12,30	11,05	10,80	10,80	10,80	11,05	11,05	10,80
Par la suite	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an

1) Cette prévision s'applique aussi aux contrats de vente directe et au prix de référence du gaz en Alberta entrant dans le calcul des redevances à la Couronne.

Les prix de vente moyens pondérés réalisés par Questerre pour l'exercice clos le 31 décembre 2008 étaient de 99,42 \$/b pour le pétrole brut et les LGN et de 8,99 \$/kpi³ pour le gaz naturel.

RAPPROCHEMENT DES VARIATIONS DES RÉSERVES ET PRODUITS D'EXPLOITATION NETS FUTURS

Rapprochement des réserves

Le tableau ci-après présente le rapprochement des réserves prouvées, probables et prouvées et probables brutes de Questerre au 31 décembre 2008, par rapport aux mêmes réserves au 31 décembre 2007, fondé sur des hypothèses de prix et de coûts prévisionnels.

FACTEURS	PÉTROLE LÉGER ET MOYEN			GAZ ASSOCIÉ ET NON ASSOCIÉ			LIQUIDES DU GAZ NATUREL		
	Prouvées brutes (kb)	Probables brutes (kb)	Prouvées et probables brutes (kb)	Prouvées brutes (Mpi ³)	Probables brutes (Mpi ³)	Prouvées et probables brutes (Mpi ³)	Prouvées brutes (kb)	Probables brutes (kb)	Prouvées et probables brutes (kb)
31 décembre 2007	451,1	399,6	850,7	4 711,7	3 966,5	8 678,2	28,4	19,0	47,4
Extensions et récupération améliorée	533,5	348,1	881,6	991,8	2 560,1	3 551,9	1,3	3,7	5,0
Révisions techniques	136,9	(198,9)	(62,0)	(412,9)	(817,2)	(1 230,1)	(8,2)	(7,1)	(15,3)
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acquisitions	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aliénations	(48,5)	(18,1)	(66,6)	(412,2)	(357,5)	(769,7)	(0,7)	(0,2)	(0,9)
Facteurs économiques	3,3	(1,1)	2,2	17,1	(3,0)	14,1	0,1	(0,1)	-
Production	(134,8)	-	(134,8)	(1 737,8)	(6,1)	(1 743,9)	(6,9)	-	(6,9)
31 décembre 2008	941,5	529,6	1 471,1	3 157,7	5 342,8	8 500,5	14,0	15,3	29,3

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Les paragraphes qui suivent décrivent de manière générale comment Questerre établit ses réserves non mises en valeur prouvées et probables, ainsi que ses plans pour les mettre en valeur.

Réserves non mises en valeur

Les tableaux qui suivent indiquent les volumes de réserves non mises en valeur prouvées et probables qui ont d'abord été attribués au cours des trois derniers exercices financiers de Questerre, ainsi que le cumul pour les années antérieures.

Réserves prouvées non mises en valeur

Année	PÉTROLE LÉGER ET MOYEN ¹⁾ (kb)	LIQUIDES DU GAZ NATUREL (kb)	GAZ NATUREL ²⁾ (Mpi ³)
Cumul avant 2006	-	1 038,1	17,4
2006	-	-	-
2007	140,0	-	-
2008	229,9	-	-

Remarques :

1) Y compris les gaz dissous et autres sous-produits.

2) Y compris les sous-produits, mais à l'exclusion du gaz dissous provenant des puits de pétrole.

Réserves non mises en valeur probables

Année	PÉTROLE LÉGER ET MOYEN ³⁾ (kb)	LIQUIDES DU GAZ NATUREL (kb)	GAZ NATUREL ⁴⁾ (Mpi ³)
Cumul avant 2006	-	3,8	1 415,6
2006	20,0	-	1 101,0
2007	185,0	-	902,5
2008	195,6	9,8	3 607,6

Remarques :

3) Y compris les gaz dissous et autres sous-produits.

4) Y compris les sous-produits, mais à l'exclusion du gaz dissous provenant des puits de pétrole.

Les réserves non mises en valeur prouvées sont généralement des réserves associées à des puits qui ont été sondés, mais pas encore raccordés, des puits forés à la fin de l'exercice financier, des puits éloignés du réseau collecteur de Questerre ou des emplacements de forage intercalaire. Les réserves non mises en valeur probables sont généralement des réserves sondées ou présumées productives par analogie, des emplacements de forage intercalaire et des terrains contigus aux zones de production.

En général, quand des réserves prouvées ou probables non mises en valeur sont recensées, elles sont intégrées dans les plans de mise en valeur de Questerre. Normalement, la société compte mettre en valeur les réserves prouvées et probables non mises en valeur dans un délai de deux ans.

Plusieurs facteurs peuvent retarder ou annuler les plans de mise en valeur. Ces facteurs comprennent l'évolution des conditions économiques en raison des prix du pétrole et du gaz naturel, et des fluctuations dans les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations. L'évolution des conditions techniques résultant d'anomalies dans la production comme des infiltrations d'eau prématurées ou des baisses de production plus grandes que prévues, peuvent entraîner un retard dans les plans de mise en valeur ou leur annulation. Dans les puits qui ont croisé des zones multiples, la complétion d'une zone prometteuse peut être reportée tant que la complétion initiale n'est pas rentable. Un programme de mise en valeur plus important peut devoir être échelonné sur plusieurs années pour optimiser la répartition des capitaux et l'utilisation des installations. Les problèmes d'accès en surface avec les propriétaires de terrain, les conditions météorologiques ou les approbations réglementaires pourraient également influencer sur les plans de mise en valeur.

Le rapport McDaniel chiffre à 229,9 kb les réserves de pétrole « prouvées non mises en valeur ». La totalité des réserves se trouvent dans la région d'Antler. La majorité des réserves non mises en valeur prouvées sont des réserves associées à des sites de forage intercalaire qui seront forés au cours des prochaines années.

Réserves non mises en valeur – Réserves probables non mises en valeur

Dans la plupart des cas, les réserves non mises en valeur probables attribuées à la société sont les réserves établies selon une analyse plus optimiste d'épuisement des réserves. De l'information additionnelle sur la production se traduira, selon toute probabilité, par la reclassification de ces réserves en réserves mises en valeurs et exploitées.

Facteurs importants ou incertitude pouvant affecter les données relatives aux réserves

Le processus d'estimation des réserves est complexe. Les décisions et les jugements importants doivent être fondés sur des données géologiques, géophysiques, techniques et économiques. Ces estimations peuvent sensiblement changer à mesure que des données supplémentaires provenant des activités de mise en valeur et de production deviennent disponibles et avec l'évolution des conditions économiques actuels qui influent sur les prix et les coûts du pétrole et du gaz. Les estimations des réserves contenues dans les présentes sont basées sur les prévisions de production, les prix des matières premières et les conditions économiques actuels. Les réserves de Questerre sont évaluées par McDaniel, une société indépendante de génie-conseil dans le domaine pétrolier.

Les estimations sont examinées et révisées à la hausse ou à la baisse, en fonction des nouvelles informations. Des révisions sont souvent nécessaires en raison des changements dans le rendement des puits, les prix des matières premières, les conditions économiques et les restrictions gouvernementales. Bien que tous les efforts raisonnables soient faits pour s'assurer que les estimations des réserves sont exactes, l'estimation de réserves est une science déductive. La production, les produits d'exploitation, les impôts ainsi que les dépenses de mise en valeur et d'exploitation qui concernent les réserves de Questerre peuvent varier par rapport à ces estimations et ces variations pourraient être importantes.

Frais de mise en valeur futurs

Le tableau suivant présente les coûts en capital déduits de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves prouvées (en utilisant les prix et coûts prévisionnels) et les réserves prouvées et probables (en utilisant les prix et coûts prévisionnels) pour les propriétés évaluées dans le rapport McDaniel.

Questerre Energy Corporation

Tableau E

Coûts en capital et frais d'abandon futurs
Prix et coûts provisionnels au 31 décembre 2008
Réserves totales

Toutes régions comprises

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Reste	Total
Coûts en capital provisionnels (M\$)																	
Total – réserves prouvées																	
Non actualisés	5 355	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 355
Actualisés au taux de 10,0 %	5 106	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 106
Total- réserves prouvées et probables																	
Non actualisés	8 655	8 157	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16 812
Actualisés au taux de 10,0 %	8 253	7 070	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15 323

Frais d'abandon provisionnels (M\$)

Total – réserves prouvées	6	215	74	194	83	118	63	83	150	126	70	53	179	79	25	488	2 006
Non actualisés	6	186	58	139	54	70	34	41	67	51	26	18	54	22	6	79	910
Actualisés au taux de 10,0 %																	
Total- réserves prouvées et probables																	
Non actualisés	6	184	58	123	83	101	80	76	55	87	112	91	94	19	57	1 119	2 345
Actualisés au taux de 10,0 %	6	159	46	88	54	60	43	37	24	35	41	31	29	5	14	137	809

Questerre estime que son flux de trésorerie généré à l'interne sera suffisant pour financer les coûts de mise en valeur futurs présentés ci-dessus. Questerre dispose généralement de quatre sources de financement pour financer son programme de dépenses en immobilisations : le solde de trésorerie en cours, les flux de trésorerie générés à l'interne et provenant des opérations, le financement par emprunt le cas échéant et de nouvelles émissions d'actions, si cela est réalisable à des conditions favorables. Toutes les possibilités d'acquisition seraient vraisemblablement financées par emprunt ou par actions.

AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

Propriétés et puits de pétrole et de gaz

Questerre possède des zones d'intérêt dans cinq régions : les basses terres du Saint-Laurent au Québec, Greater Sierra en Colombie-Britannique, Beaver River en Colombie-Britannique, Antler en Saskatchewan et Vulcan en Alberta, où la majeure partie des activités de la société a eu lieu.

basses terres du Saint-Laurent (Québec)

Les basses terres du Saint-Laurent (les « **basses terres** ») sont situées au Québec, au sud du Saint-Laurent, entre Montréal et Québec. Au potentiel d'exploration des basses terres s'ajoutent la proximité de l'un des principaux marchés de gaz naturel de l'Amérique du Nord, un réseau de distribution bien établi et des conditions fiscales favorables.

La région est susceptible de contenir du gaz naturel dans de multiples horizons, les principales cibles étant les schistes de Lorraine et d'Utica, à une profondeur d'environ 500 à 2 000 mètres, le carbonate de Trenton Black-River (« **TBR** ») de l'ordovicien à environ 2 000 mètres de profondeur.

En 2008, l'activité dans les basses terres a porté sur les horizons de schiste d'Utica et Lorraine avec des partenaires industriels qui ont entrepris des programmes de travail pour en évaluer la valeur commerciale.

L'annonce d'une importante découverte de gaz de schiste dans la formation d'Utica par Forest, dans la zone visée par les permis Yamaska, en avril 2008, a donné lieu à un programme initial de plusieurs puits horizontaux.

Forest a foré la majorité de ces puits sur la superficie Yamaska et les a chacun complété avec succès par une stimulation des fractures en quatre étapes. Le débit initial de 4 Mpi³/j se compare favorablement aux taux atteignant 1 Mpi³/j à partir des puits verticaux stimulés au début de l'année. Dans les essais à plus long terme, les débits des puits horizontaux variaient de 100 à 800 kpi³/j. Questerre prévoit que Forest élargira ce programme en 2009 par des travaux futurs afin d'inclure la restimulation des puits horizontaux. Après l'achèvement du programme de travail initial par Forest, Questerre a converti sa redevance dérogatoire brute de 7,5 % en une participation directe de 20 % dans la superficie Yamaska au quatrième trimestre de l'année.

Au cours du deuxième trimestre de l'année, Talisman a aussi annoncé son intention d'évaluer les horizons de gaz de schiste dans les basses terres. Son programme, visant plusieurs puits, comprenait un engagement à forer les trois puits affermés restants et à obtenir une participation

de 75 % dans le bloc de 719 000 acres avec Questerre. Outre les horizons de schiste, les trois puits ont également sondé le groupe de carbonates TBR plus en profondeur.

Le programme d'évaluation de Talisman a commencé avec la rentrée et la recomplétion du puits de découverte Gentilly n° 1. Suite à une stimulation des fractures avec eau et additif dans un intervalle unique dans la formation d'Utica, le puits a donné un débit stabilisé de 800 kpi³/j pendant un essai de 18 jours. Des intervalles supplémentaires ont été stimulés, mais l'essai de ces intervalles a été entravé par des obstacles en fond de puits et l'indisponibilité de l'équipement.

Deux des trois puits producteurs de Talisman, La Visitation n° 1 et Saint-David n° 1, ont été forés jusqu'à la profondeur cible dans la deuxième moitié de l'année, et le dernier puits, Saint-Édouard n° 1, a fait l'objet d'un début de forage au cours du premier trimestre de 2009. Les séquences prospectives dans les schistes de Lorraine et d'Utica dans les deux premiers puits ont été stimulées. L'exploitant, Talisman, devrait faire rapport sur les résultats des essais préliminaires de ce programme durant les deuxième et troisième trimestres de 2009.

Malgré les conditions actuelles du marché, Questerre estime que Talisman et Forest poursuivront les programmes d'évaluation dans les basses terres, quoique sur une base plus mesurée s'appuyant sur une analyse approfondie des résultats, avant de procéder à de nouvelles opérations.

Pour évaluer le potentiel des schistes d'Utica moins profonds au sud du chenal principal, Questerre a commencé le forage du puits Saint-Jean-sur-Richelieu n° 1 au troisième trimestre de 2008. Le puits a été foré à une profondeur cible d'environ 500 mètres et a été stimulé par fracturation en 2009. Les premiers résultats indiquent que le puits contient du gaz et que des pressions raisonnables ont été rencontrées. À la suite de la stimulation, des débits soutenus de gaz ont été établis. Toutefois, la stimulation a eu un succès marginal et d'autres travaux sont nécessaires pour améliorer son efficacité afin d'accroître les débits soutenus.

Colombie-Britannique

Greater Sierra

La région de Greater Sierra se trouve à environ 100 km à l'est de Fort Nelson, en Colombie-Britannique. La principale zone d'intérêt est le membre dévonien Jean-Marie à une profondeur de 1 400 mètres. La région pourrait aussi abriter des zones moins profondes comme la formation mississippienne de Debolt et les formations dévoniennes plus profondes de Keg River et de Slave Point.

Grâce à une convention d'affermage avec EnCana Corporation (« **EnCana** »), Questerre a établi une nouvelle zone d'intérêt dans la région Greater Sierra dans le nord-est de la Colombie-Britannique au début de 2008.

Questerre s'est engagée à forer et à compléter deux puits horizontaux dans la formation primaire Jean-Marie, et à acquérir un levé sismique 3D sur 46 milles carrés pour obtenir une participation de 50 % dans 54 sections de terrain. Le coût total du programme a été d'environ 12 millions de dollars.

Les opérations de forage et de complétion sur les deux puits horizontaux ont pris fin au premier trimestre de 2008 et les puits ont ensuite été raccordés par EnCana au réseau collecteur local. Questerre détient une participation de 50 % dans ces puits.

Le programme d'acquisition de données sismiques a été réalisé par EnCana et terminé en mars 2008, en avance sur le calendrier et en deçà du budget. Une première interprétation du levé sismique 3D a révélé de nombreuses zones d'intérêt dans la cible Jean-Marie et plusieurs pistes dans les formations Keg River et Slave Point, plus profondes.

Les bas prix des matières premières, jumelés à des coûts d'infrastructure importants dans les principaux emplacements de la cible Jean-Marie ont amené Questerre et EnCana à annuler leur programme de forage d'hiver (6 à 8 puits) pour 2009. Les futurs travaux de forage dans la région de Greater Sierra profiteront de la hausse des prix des matières premières et cibleront d'abord des emplacements proches des infrastructures existantes.

Gisement Beaver River

Ce gisement est situé à environ 160 km au nord-ouest de Fort Nelson, à la frontière de la Colombie-Britannique et du Yukon. La production de ce gisement profite des importantes infrastructures, dont des installations de retraitement rénovées, un réseau de collecte local et un raccordement au pipeline de Spectra Energy. Questerre détient actuellement une participation de 50 % dans plus de 23 000 acres dans cette région.

Il y a plusieurs zones d'intérêt, dont trois intervalles interstratifiés de schiste, de siltstone et de grès connus sous les noms Mattson, Besa River et Golata à une profondeur de 1 300 à 3 300 mètres et la Nahanni, une séquence de carbonates dolomitisés par voie hydrothermale à une profondeur d'environ 3 300 mètres.

Des programmes de travaux ont été réalisés pendant l'année sur les deux horizons prospectifs dans le gisement.

En 2008, un programme de travaux d'hiver a porté sur l'achèvement et l'essai du puits A-8 dans la formation en profondeur de Nahanni.

Une importante faille ayant été identifiée dans le levé sismique 3D retraité, la principale cible pour ce puits était un bloc faillé de Nahanni potentiellement non drainé. Les débits d'essai finaux du puits A-8 se sont établis à 400 kpi³/j de gaz et à plus de 900 b/j d'eau provenant de la formation, et étaient bien en deçà des attentes. Les résultats indiquent que la faille n'est pas scellée comme initialement prévu. La poursuite des essais sur cet horizon sera tributaire de la disponibilité de capitaux et d'équipement.

Le programme de travaux d'été devait réévaluer les intervalles de schiste dans le gisement, d'après une analyse des propriétés mécaniques des roches.

Après la stimulation d'un intervalle cassant recouvrant une séquence de schiste riche en matières organiques dans le puits A-5, celui-ci a donné du gaz naturel à un débit stabilisé de 10 Mpi³/j dans un essai de trois jours. Le puits fait actuellement l'objet d'un essai de production à long terme afin de déterminer la contribution des schistes sous-jacents. Sous réserve des résultats, Questerre a identifié jusqu'à trois candidats supplémentaires pour des travaux de recomplétion afin d'évaluer cet intervalle de schiste.

Antler (Saskatchewan)

La région d'Antler se trouve à environ 200 km de Regina, dans le sud-est de la Saskatchewan. La cible principale est le pétrole léger de la formation de Bakken/Torquay, une séquence de schiste dolomitique à une profondeur allant de 1 050 à 1 150 mètres.

Questerre a mené un programme pilote au début de 2008 pour évaluer les avantages des puits horizontaux fracturés par étape en vue de maximiser la récupération du gisement de pétrole sous-jacent à Antler.

Au cours de l'année, un total de 15 puits horizontaux (10,0 puits nets) ont été forés et 17 (10,5 nets) ont été stimulés par fracturation. Les débits stabilisés dans les puits horizontaux stimulés sont en moyenne de 2 à 3 fois supérieurs aux débits des puits non stimulés et de 10 à 15 fois supérieurs aux débits des puits verticaux stimulés. Ces débits correspondent aux résultats des autres exploitants dans la région. Sur la base de ces résultats, la société estime que les puits horizontaux stimulés pourraient accroître la récupération primaire du pétrole en place jusqu'à 10 %.

Grâce à un levé sismique 3D effectué l'hiver dernier, Questerre a établi un inventaire de plus de 50 sites de forage. Un premier programme de forage de 20 puits pour cet hiver a été suspendu en attendant la reprise des prix des matières premières afin d'améliorer la récupération du capital par puits.

La société évalue aussi les améliorations aux techniques existantes de complétion pour les puits horizontaux et l'utilisation éventuelle d'un système d'inondation par eau pour accroître davantage la récupération.

Vulcan (Alberta)

La région de Vulcan est susceptible de contenir du gaz naturel et du pétrole dans de multiples horizons de la formation de Mannville Sunburst, qui constitue la principale zone d'intérêt, à une profondeur d'environ 1 900 mètres. Questerre a participé à la découverte des deux gisements adjacents Mannville à Vulcan en 2005 et 2006 et détient une participation de 50 % dans les deux gisements.

Pendant l'hiver de 2008, Questerre a terminé le forage de son premier puits horizontal dans le gisement Mannville I (le « **Gisement I** »). La société a un intérêt de 50 % dans le puits et le Gisement I. Il a été stimulé par fracturation sélective en quatre étapes et testé à un débit limité par l'installation de 750 b/j de gaz associé et une teneur en eau inférieure à 10 %. Le puits a été mis en mode production pendant l'été à un taux limité d'environ 300 bep/j.

Avec l'obtention d'un statut de bonnes pratiques de production pour le Gisement I en juillet, un plan visant à optimiser les installations de production est en cours d'élaboration. Une fois le plan terminé, Questerre évaluera sa participation à au plus deux emplacements intercalaires additionnels pour le Gisement I.

Puits

Au 31 décembre 2008, la société avait un intérêt dans 66 puits producteurs bruts (27,5 nets) et 67 puits non producteurs bruts (35,3 nets) de pétrole et de gaz naturel, comme suit :

	PUITS PRODUCTEURS				PUITS NON PRODUCTEURS			
	Pétrole		Gaz naturel		Pétrole		Gaz naturel	
	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾	Brut ⁽¹⁾	Net ⁽²⁾
Puits								
Alberta	8,0	3,7	25,0	6,8	6,0	3,4	28,0	13,9
C.-B.	-	-	6,0	3,0	-	-	7,0	3,5
Saskatchewan	27,0	14,0	-	-	19,0	12,5	-	-
Québec	-	-	-	-	-	-	7,0	2,0
TOTAL	35,0	17,7	31,0	9,8	25,0	15,9	42,0	19,4

Remarques :

- 1) « Puits bruts » désigne le nombre de puits dans lesquels Questerre a une participation directe ou un droit de redevance convertible en une participation directe.
- 2) « Puits nets » désigne le nombre total de puits obtenu en multipliant chaque puits brut par le pourcentage de participation directe que Questerre possède dans le puits.

Propriétés sans réserves attribuées

Le tableau suivant présente le nombre d'acres bruts et nets de propriétés avec réserves non prouvées détenues par la société au 31 décembre 2008, ainsi que la superficie nette des propriétés avec réserves non prouvées pour lesquelles la société prévoit que ses droits d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation arriveront à échéance au cours de l'année prochaine.

PROPRIÉTÉS SANS RÉSERVES PROUVÉES (acres)			
PROVINCE	Superficie brute ¹⁾	Superficie nette ²⁾	Superficie nette expirant le 31 décembre 2009
Alberta	14 275	8 796	3 493
Colombie-Britannique	64 365	32 183	-
Saskatchewan	38 518	26 616	7 690
Québec	1 010 655	566 548	-
TOTAL	1 127 813	634 143	11 183

Remarques :

- 1) « Acres bruts » désigne le nombre total d'acres dans lesquels Questerre a ou avait une participation.
- 2) « Acres nets » désigne le nombre total d'acres dans lesquels Questerre a ou avait une participation, multiplié par le pourcentage de participation directe que Questerre possède dans ceux-ci.

Il n'y a pas de coûts ou d'engagements de travail liés aux propriétés non productrices de Questerre, à l'exception des engagements continus envers la Couronne et de location à bail franche.

Contrats de gré à gré

Questerre peut utiliser certains instruments financiers pour couvrir son exposition aux fluctuations des prix des matières premières pour sa production de pétrole brut et de gaz naturel. Questerre n'a actuellement aucun contrat dérivé ni contrat de couverture.

Informations supplémentaires concernant les frais d'abandon et de remise en état

Questerre estime les coûts d'abandon et de remise en état des baux de surface, des puits et des installations en se basant sur son expérience antérieure, la réglementation actuelle, les coûts, la technologie et les normes de l'industrie. Ces coûts sont inclus dans le rapport

McDaniel sous forme de déductions, pour calculer les produits d'exploitation nets futurs. Le coût total prévu pour l'abandon de 62,8 puits nets (y compris les puits producteurs, non producteurs et de service), déduction faite des valeurs de récupération estimées, est résumé ci-dessous sans actualisation et avec un taux d'actualisation de 10 % :

	Prix prévisionnels (M\$)			
	Réserves prouvées VAN 0 %	Réserves prouvées VAN 10 %	Réserves prouvées et probables VAN 0 %	Réserves prouvées et probables VAN 10 %
Provisions totales pour frais d'abandon et de remise en état	2 006	910	2 345	809
Portion prévue devant être payée au cours des trois prochaines années	295	250	248	211

Nous avons estimé la valeur actualisée nette de nos obligations totales de désaffectation à 4,99 millions de dollars au 31 décembre 2008, fondée sur des responsabilités futures totales de 9,84 millions de dollars. Les produits d'exploitation nets futurs, divulgués dans la présente notice annuelle et basés sur le rapport McDaniel, ne contiennent pas d'allocation pour les coûts d'abandon et de remise en état des batteries de réservoirs et les valeurs de récupération qui sont déduites, et qui ne sont pas autorisées en vertu des principes comptables généralement reconnus.

Horizon fiscal

L'impôt sur les bénéfices, déduit dans le calcul des produits d'exploitation nets futurs, repose sur un scénario d'épuisement selon lequel Questerre doit exploiter les réserves existantes et ne pas réinvestir de capitaux. Selon ce scénario, et au vu des comptes existants de Questerre au 31 décembre 2008, Questerre ne s'attend pas à avoir des impôts exigibles pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2009.

Frais engagés

Le tableau suivant résume les coûts d'acquisition des propriétés de Questerre, les frais d'exploration et les coûts de mise en valeur (avant les dispositions relatives aux biens et les ajouts d'actifs de la société) engagés pendant l'exercice clos le 31 décembre 2008.

Acquisitions de propriétés et dépenses en immobilisations

Nature des coûts	Montant (\$)
Acquisition de terrains et de propriétés	614 761
Travaux géologiques et géophysiques	5 725 445
Forages et compléments	33 515 325
Installations et équipements	2 621 675
Autres	1 479 398
Total	43 956 604

Activités d'exploration et de mise en valeur

Le tableau suivant résume les résultats des activités d'exploration et de mise en valeur au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2008.

	Bruts	Nets
Puits de mise en valeur		
Gaz	-	-
Pétrole	15,0	10,0
Service	-	-
Puits secs	-	-
Puits d'exploration		
Gaz	4,0	2,1
Pétrole	-	-
Service	-	-
Puits secs	-	-
Total – puits	19,0	12,1

Dans l'état actuel des marchés financiers et des matières premières, la société a réduit l'ensemble de son programme de forage de développement dans la région d'Antler pour cette année.

Estimations de la production

Le tableau suivant suit indique les ventes moyenne quotidienne des produits de Questerre pendant l'exercice 2009 par type de produit associé à la première année d'estimation des réserves prouvées brutes et des réserves probables brutes présentées dans le rapport McDaniel, en date du 31 décembre 2008.

Questerre Energy Corporation

Tableau 4

Production, produits et charges du premier exercice par région
Prix et coûts prévisionnels au 31 décembre 2008
Réserves prouvées

Relevé de 2009

Région	Production ¹⁾					Produits et charges				Valeurs moyennes \$/bep ²⁾			
	Gaz kpi ³ /j	Pétrole b/j	LGN b/j	Soufre tf/j	bep/j ²⁾	Produits bruts M\$	Engag. M\$	Charges d'expl. M\$	Produits nets ³⁾ M\$	Produits bruts	Engag.	Charges d'expl.	Produits nets ³⁾
Canada													
Alberta													
Baptiste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chigwell	5,8	-	-	-	1,0	15,2	2,0	8,4	4,7	43,2	5,8	24,0	13,4
Deer	19,5	-	-	-	3,3	51,4	2,3	11,2	37,9	43,2	1,9	9,4	31,9
Drumheller	148,5	0,7	1,8	-	27,2	482,0	208,1	67,4	206,5	48,6	21,0	6,8	20,8
Ferrybank	0,1	-	-	-	0,0	0,2	-	0,0	0,2	45,4	-	7,6	37,8
Kakwa	88,8	-	1,3	-	16,1	280,9	19,8	88,2	172,9	47,7	3,4	15,0	29,3
Mooney	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oyen	12,7	-	-	-	2,1	33,4	-	2,1	31,2	43,2	-	2,8	40,4
Retlaw	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vulcan	1 336,1	100,2	8,0	-	330,9	6 378,9	2 430,2	1 197,9	2 750,9	52,8	20,1	9,9	22,8
Wainwright	11,6	-	-	-	1,9	30,5	6,4	8,9	15,3	43,2	9,1	12,5	21,6
Total partiel – Alberta	1 623,0	100,9	11,1	-	382,5	7 272,5	2 668,8	1 384,1	3 219,5	52,1	19,1	9,9	23,0
Colombie-Britannique													
Beaver River	1 151,7	-	-	-	191,9	2 734,2	564,9	1 308,8	860,6	39,0	8,1	18,7	12,3
Gunnell	326,3	-	0,5	-	54,9	829,6	204,7	304,7	320,1	41,4	10,2	15,2	16,0
Total partiel – Colombie-Britannique	1 477,9	-	0,5	-	246,8	3 563,8	769,6	1 613,5	1 180,7	39,5	8,5	17,9	13,1
Saskatchewan													
Antler	-	518,0	-	-	518,0	13 074,6	984,8	1 989,3	10 100,4	69,1	5,2	10,5	53,4
Total partiel – Saskatchewan	-	518,0	-	-	518,0	13 074,6	984,8	1 989,3	10 100,4	69,1	5,2	10,5	53,4
Total partiel – Canada	3 101,0	618,9	11,6	-	1 147,3	23 910,9	4 423,3	4 986,9	14 500,7	57,1	10,6	11,9	34,6
VENDU													
Alberta													
Grande Forks	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hector	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Westlock	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total partiel – Alberta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total partiel – VENDU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	3 101,0	618,9	11,6		1 147,3	23 910,9	4 423,3	4 986,9	14 500,7	57,1	10,6	11,9	34,6

1) Comprend la production des participations directes avant déduction des redevances plus la production visées par des droits de redevance.

2) Barils d'équivalent pétrole fondé sur un rapport de 6,0:1 pour le gaz naturel, de 1,0:1 pour les condensats et C5+, de 1,0:1 pour l'éthane, de 1,0:1 pour le propane, de 1,0:1 pour les butanes, de 1,0:1 pour les mélanges de LGN, de 1,0:1 pour le soufre. VAN/bep fondée sur les réserves brutes en bep.

3) Ne comprend pas les coûts en capital ni les frais d'abandon.

Production, produits et charges du premier exercice par région
Prix et coûts prévisionnels au 31 décembre 2008
Réserves probables

Relevé de 2009

Région	Production ¹⁾					Produits et charges				Valeurs moyennes \$/bep ²⁾			
	Gaz kpi ³ /j	Pétrole b/j	LGN b/j	Soufre tf/j	bep/j ²⁾	Produits bruts M\$	Engag. M\$	Charges d'expl. M\$	Produits nets ³⁾ M\$	Produits bruts	Engag.	Charges d'expl.	Produits nets ³⁾
Canada													
Alberta													
Baptiste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chigwell	0,1	-	-	-	0,0	0,3	0,0	0,1	0,2	43,2	5,8	8,9	28,5
Deer	0,5	-	-	-	0,1	1,2	0,1	0,1	1,0	43,2	1,9	4,3	37,0
Drumheller	5,0	0,0	0,1	-	0,9	16,1	9,1	0,7	6,4	48,5	27,4	2,0	19,2
Ferrybank	0,0	-	-	-	0,0	0,0	-	0,0	0,0	45,4	-	7,6	37,8
Kakwa	4,5	-	0,1	-	0,8	14,2	1,0	2,5	10,7	47,7	3,4	8,4	35,9
Mooney	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oyen	0,2	-	-	-	0,0	0,5	-	0,0	0,5	43,2	-	2,8	40,4
Retlaw	63,0	-	-	-	10,5	166,8	49,1	42,5	75,2	43,5	12,8	11,1	19,6
Vulcan	78,8	9,2	0,3	-	22,7	448,2	236,5	47,3	164,5	54,1	28,6	5,7	19,9
Wainwright	0,2	-	-	-	0,0	0,6	0,1	0,0	0,5	43,2	9,1	2,1	31,9
Total partiel – Alberta	152,3	9,2	0,5	-	35,1	648,0	295,9	93,3	258,9	50,6	23,1	7,3	20,2
Colombie-Britannique													
Beaver River	151,1	-	-	-	25,2	358,7	73,0	171,2	114,5	39,0	7,9	18,6	12,5
Gunnell	10,2	-	0,0	-	1,7	25,8	6,4	5,7	13,8	41,4	10,2	9,1	22,1
Total partiel – Colombie-Britannique	161,2	-	0,0	-	26,9	384,5	79,4	176,8	128,3	39,2	8,1	18,0	13,1
Saskatchewan													
Antler	-	76,2	-	-	76,2	1 924,4	181,1	153,8	1 589,6	69,1	6,5	5,5	57,1
Total partiel – Saskatchewan	-	76,2	-	-	76,2	1 924,4	181,1	153,8	1 589,6	69,1	6,5	5,5	57,1
Total partiel – Canada	313,6	85,4	0,5	-	138,2	2 956,9	556,3	423,9	1 976,7	58,6	11,0	8,4	39,2
VENDU													
Alberta													
Grande Forks	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hector	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Westlock	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total partiel – Alberta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total partiel – VENDU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	313,6	85,4	0,5	-	138,2	2 956,9	556,3	423,9	1 976,7	58,6	11,0	8,4	39,2

1) Comprend la production des participations directes avant déduction des redevances plus la production visées par des droits de redevance.

2) Barils d'équivalent pétrole fondé sur un rapport de 6,0:1 pour le gaz naturel, de 1,0:1 pour les condensats et C5+, de 1,0:1 pour l'éthane, de 1,0:1 pour le propane, de 1,0:1 pour les butanes, de 1,0:1 pour les mélanges de LGN, de 1,0:1 pour le soufre. VAN/bep fondée sur les réserves brutes en bep.

3) Ne comprend pas les coûts en capital ni les frais d'abandon.

Questerre Energy Corporation

Tableau 4

Production, produits et charges du premier exercice par région
Prix et coûts prévisionnels au 31 décembre 2008
Réserves prouvées et probables

Relevé de 2009

Région	Production ¹⁾					Produits et charges				Valeurs moyennes \$/bep ²⁾			
	Gaz kpi ³ /j	Pétrole b/j	LGN b/j	Soufre tf/j	bep/j ²⁾	Produits bruts M\$	Engag. M\$	Charges d'expl. M\$	Produits nets ³⁾ M\$	Produits bruts	Engag.	Charges d'expl.	Produits nets ³⁾
Canada													
Alberta													
Baptiste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chigwell	5,9	-	-	-	1,0	15,5	2,1	8,5	4,9	43,2	5,8	23,7	13,7
Deer	20,0	-	-	-	3,3	52,6	2,3	11,3	38,9	43,2	1,9	9,3	32,0
Drumheller	153,5	0,7	1,8	-	28,1	498,1	217,2	68,1	212,8	48,6	21,2	6,6	20,8
Ferrybank	0,1	-	-	-	0,0	0,2	-	0,0	0,2	45,4	-	7,6	37,8
Kakwa	93,3	-	1,4	-	17,0	295,2	20,8	90,7	183,6	47,7	3,4	14,6	29,7
Mooney	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oyen	12,9	-	-	-	2,1	33,9	-	2,2	31,7	43,2	-	2,8	40,4
Retlaw	63,0	-	-	-	10,5	166,8	49,1	42,5	75,2	43,5	12,8	11,1	19,6
Vulcan	1 414,9	109,4	8,4	-	353,6	6 827,1	2 666,7	1 245,1	2 915,3	52,9	20,6	9,6	22,6
Wainwright	11,8	-	-	-	2,0	31,1	6,5	8,9	15,7	43,2	9,1	12,3	21,8
Total partiel – Alberta	1775,4	110,0	11,6	-	417,5	7 920,5	2 964,7	1 477,4	3 478,4	51,9	19,4	9,7	22,8
Colombie-Britannique													
Beaver River	1 302,8	-	-	-	217,1	3 092,9	637,9	1 479,9	975,1	39,0	8,0	18,7	12,3
Gunnell	336,4	-	0,5	-	56,6	855,4	211,1	310,4	333,9	41,4	10,2	15,0	16,2
Total partiel – Colombie-Britannique	1 639,2	-	0,5	-	273,7	3 948,3	849,0	1 790,3	1 309,0	39,5	8,5	17,9	13,1
Saskatchewan													
Antler	-	594,3	-	-	594,3	14 999,0	1 165,9	2 143,1	11 690,0	69,1	5,4	9,9	53,9
Total partiel – Saskatchewan	-	594,3	-	-	594,3	14 999,0	1 165,9	2 143,1	11 690,0	69,1	5,4	9,9	53,9
Total partiel – Canada	3 414,5	704,3	12,1	-	1 285,5	26 867,8	4 979,6	5 410,8	16 477,4	57,2	10,6	11,5	35,1
VENDU													
Alberta													
Grande Forks	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hector	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Westlock	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total partiel – Alberta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total partiel – VENDU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	3 414,5	704,3	12,1	-	1 285,5	26 867,8	4 979,6	5 410,8	16 477,4	57,2	10,6	11,5	35,1

1) Comprend la production des participations directes avant déduction des redevances plus la production visées par des droits de redevance.

2) Barils d'équivalent pétrole fondé sur un rapport de 6,0:1 pour le gaz naturel, de 1,0:1 pour les condensats et C5+, de 1,0:1 pour l'éthane, de 1,0:1 pour le propane, de 1,0:1 pour les butanes, de 1,0:1 pour les mélanges de LGN, de 1,0:1 pour le soufre. VAN/bep fondée sur les réserves brutes en bep.

3) Ne comprend pas les coûts en capital ni les frais d'abandon.

Revenu net et historique de la production

Le tableau suivant présente des renseignements sur la production quotidienne moyenne, les prix nets moyens reçus pour les produits, les redevances payées, les dépenses et les revenus nets de la société à l'égard de sa production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel pour les périodes indiquées.

	Trimestres terminés les			
	31 mars 2008	30 juin 2008	30 sept. 2008	31 déc. 2008
<u>Production quotidienne</u>				
moyenne				
Pétrole brut et LGN (\$/b/j)	304	310	502	421
Gaz naturel (\$/kpi ³)	5 820	5 590	4 744	2 911
Total (bep/j)	1 274	1 241	1 292	907
<u>Prix net moyen obtenu</u>				
Pétrole brut et LGN (\$/b/j)	95,50	122,92	116,45	64,87
Gaz naturel (\$/kpi ³)	8,64	10,94	8,05	7,35
<u>Redevances à la Couronne</u>				
Pétrole brut et LGN (\$/b/j)	7,66	5,87	12,65	5,98
Gaz naturel (\$/kpi ³)	1,32	1,81	1,33	0,84
<u>Redevances de</u>				
<u>propriétaires</u>				
<u>francs et dérogatoires</u>				
Pétrole brut et LGN (\$/b/j)	2,72	4,34	4,20	3,27
Gaz naturel (\$/kpi ³)	0,54	0,56	0,35	0,43
<u>Charges d'exploitation</u>				
Pétrole brut et LGN (\$/b/j)	12,33	15,72	13,58	14,84
Gaz naturel (\$/kpi ³)	2,05	2,62	2,26	2,47
<u>Produits d'exploitation nets</u>				
Pétrole brut et LGN (\$/b/j)	72,79	96,99	86,02	40,78
Gaz naturel (\$/kpi ³)	4,73	5,95	4,11	3,61

Volume de production par gisement

Le tableau suivant présente, pour chaque gisement important, les volumes de production moyens et totaux de Questerre à la tête des puits pour la période terminée le 31 décembre 2008 pour chaque type de produit.

Gisement	Brut léger et moyen (b/j) ¹⁾	Gaz naturel (kpi ³ /j)	BEP (bep/j)	%
Beaver River	-	1 180	197	17
Greater Sierra	-	533	89	8
Vulcan	114	2 169	476	40
Autres en Alberta	24	879	169	14
Antler	247	-	247	21
Québec	-	-	-	-
Total	385	4 761	1 178	100

1) Comprend une quantité négligeable de LGN.

FACTEURS DE RISQUE

Les activités d'exploration, de mise en valeur et de production des gisements de pétrole et de gaz naturel comportent des risques inhérents. Les activités pétrolières et gazières comportent de nombreux risques que même une combinaison d'expérience, de connaissances et d'évaluation minutieuse ne peut éliminer complètement. Rien ne garantit que Questerre puisse découvrir ou acquérir des quantités commerciales supplémentaires de pétrole et de gaz naturel.

Risques liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production

L'exploration pétrolière et gazière comporte un degré élevé de risque et il n'y a aucune assurance que les dépenses d'exploration engagées par Questerre se traduisent par de nouvelles découvertes de pétrole ou de gaz naturel en quantités commerciales. Il est difficile de projeter les coûts d'un programme de forage d'exploration en raison des incertitudes inhérentes associées au forage dans des formations inconnues, des coûts associés aux différentes conditions de forage sur le terrain, comme les zones de surpression et les outils perdus dans les trous, et des changements dans les plans et les sites de forage à la suite de l'obtention de données provenant des puits d'exploration préalables ou de nouvelles données sismiques et leur interprétation.

La prospection de pétrole et de gaz pourrait se révéler non rentable, non seulement parce que des puits se révèlent secs, mais aussi par ce que des puits producteurs ne produisent pas de revenus nets suffisants pour dégager un bénéfice après déduction des frais de forage, d'exploitation et autres. La complétion d'un puits ne garantit pas la rentabilité d'un investissement ni le recouvrement des frais de forage, de complétion et d'exploitation. En outre, les dangers posés par les forages et les dommages causés à l'environnement peuvent accroître de façon considérable les frais d'exploitation, et diverses conditions d'exploitation sur le terrain peuvent entraver la production de puits fructueux. Citons les retards dans l'obtention d'autorisations ou de consentements des autorités publiques, les fermetures de puits raccordés par suite de conditions météorologiques exceptionnelles, l'insuffisance de la capacité de stockage ou de transport ou d'autres conditions géologiques ou mécaniques. Bien qu'une surveillance attentive des puits et des activités efficaces de maintenance puissent contribuer à maximiser les taux de production dans le temps, les retards dans la production et les baisses du rendement dans des conditions d'exploitation normales des gisements ne peuvent pas être éliminés et il faut s'attendre à ce qu'ils aient une incidence défavorable sur le niveau des produits d'exploitation et des flux de trésorerie à divers degrés.

Tarification, marchés et commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel

Le pétrole et le gaz naturel sont des matières premières dont les prix sont déterminés par la demande et l'offre mondiales et d'autres facteurs, y compris les événements géopolitiques, qui tous sont indépendants de la volonté de Questerre. Les prix mondiaux du pétrole et du gaz naturel ont beaucoup fluctué ces dernières années. Il pourrait se produire une baisse importante des cours, ce qui réduirait les produits d'exploitation tirés de la production nette de la société. Certains puits ou d'autres projets peuvent devenir non rentables en raison d'une baisse des prix mondiaux du pétrole et du gaz naturel, conduisant à une réduction de la production future de pétrole et de gaz par Questerre. Questerre pourrait aussi choisir de ne pas exploiter certains puits si les prix sont trop bas. Tous ces facteurs pourraient entraîner une diminution importante des produits d'exploitation futurs de Questerre, entraînant une réduction de ses activités d'exploration, de mise en valeur et d'acquisition de gisements de pétrole et de gaz. En outre, les emprunts bancaires que Questerre peut contracter sont déterminés en partie par sa

capacité d'emprunt. Toute baisse importante et prolongée des cours par rapport aux cours moyens historiques peut réduire la capacité d'emprunt de Questerre, et donc réduire le crédit bancaire mis à sa disposition.

En plus d'établir des marchés pour son pétrole et son gaz naturel, Questerre doit aussi parvenir à les vendre à des acheteurs potentiels. De nombreux facteurs sur lesquels Questerre n'a pas prise continueront d'influer sur la qualité marchande et le prix du pétrole et du gaz naturel qu'elle peut acquérir ou découvrir. Questerre sera touchée par l'écart entre le prix payé par les raffineurs pour du brut léger de qualité et le prix payé pour les qualités de pétrole produit par Questerre. La capacité de Questerre de commercialiser le gaz naturel peut dépendre de sa capacité de réserver de l'espace dans les pipelines qui acheminent le gaz naturel sur le marché. Questerre peut aussi être exposée aux incertitudes entourant la livraison qui dépend de la proximité de ses réserves des pipelines et des installations de traitement et des difficultés d'exploitation qui touchent ces pipelines et installations et de l'importante réglementation publique visant les prix, les impôts, les redevances, le régime foncier, la production autorisée, l'exportation de pétrole et le gaz naturel et la gestion de nombreux autres aspects de l'activité pétrolière et gazière. Questerre a une expérience limitée dans la commercialisation directe du pétrole et du gaz naturel.

Crise financière mondiale

Les événements mondiaux récents, y compris les perturbations des marchés internationaux du crédit et des autres systèmes financiers et la détérioration de la conjoncture économique mondiale, ont provoqué une forte volatilité des prix des matières premières. Ces conditions ont empiré en 2008 et se poursuivent en 2009, causant une perte de confiance envers les grands marchés financiers et du crédit aux États-Unis et dans le monde, provoquant l'effondrement de grandes banques, institutions financières et compagnies d'assurances, nécessitant l'intervention gouvernementale et créant un climat de grande volatilité et une réduction des liquidités, l'élargissement des écarts des taux de crédit, un manque de transparence dans les prix, l'augmentation des créances irrécouvrables et le resserrement des conditions de crédit. Malgré les diverses mesures prises par les gouvernements pour s'attaquer à la crise financière mondiale, les préoccupations concernant l'état général des marchés financiers, les instruments financiers, les banques, les banques d'investissement, les assureurs et autres établissements financiers ont entraîné une détérioration générale des marchés du crédit et un repli important des marchés boursiers. Ces facteurs ont un impact négatif sur la valeur des entreprises et auront un impact sur l'évolution de la situation économique mondiale.

Les prix du pétrole devraient demeurer volatils dans un proche avenir en raison des incertitudes entourant l'offre et la demande de ces matières premières, en raison de l'état actuel de l'économie mondiale, des actions de l'OPEP et des préoccupations mondiales continues à l'égard du crédit et des liquidités.

Marchés financiers

En raison du ralentissement économique mondial, Questerre, comme toutes les autres entreprises dans le secteur pétrolier et gazier, peut avoir un accès limité aux capitaux, au crédit bancaire et au financement par actions, et est susceptible de faire face à l'augmentation des coûts d'emprunt. Bien que les activités et les actifs de Questerre n'aient pas changé, la capacité de prêt de toutes les institutions financières a diminué et les primes de risque ont augmenté. Comme les futures dépenses en immobilisations seront financées à même les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, les soldes de trésorerie courants, les emprunts et d'éventuelles

ventes d'actions, la capacité de Questerre de procéder de la sorte dépendra, entre autres facteurs, de l'état général des marchés financiers et de l'appétit des investisseurs pour les investissements dans l'industrie de l'énergie et les titres de Questerre en particulier.

Dans la mesure où les sources externes de capitaux deviennent limitées ou indisponibles, ou disponibles à des conditions onéreuses, la capacité de Questerre de faire des investissements en capital et de maintenir ses actifs existants peut être réduite, ce qui peut avoir un effet négatif sur ses actifs, son passif, ses activités, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Selon les fonds actuellement disponibles et les flux de trésorerie attendus de l'exploitation, Questerre estime avoir suffisamment de fonds disponibles pour financer ses dépenses d'investissement projetées. Toutefois, si les flux de trésorerie provenant de l'exploitation sont plus faibles que prévu, ou si les coûts des investissements de ces projets dépassent les estimations actuelles, ou si Questerre engage des frais imprévus majeurs pour la mise en valeur ou le maintien de ses propriétés existantes, elle pourrait devoir rechercher des capitaux supplémentaires pour maintenir ses dépenses en immobilisations aux niveaux prévus. Le défaut d'obtenir le financement nécessaire pour les plans de dépenses en immobilisations de Questerre pourrait retarder la mise en valeur ou la production sur les propriétés de Questerre.

Régime de redevances

Outre la réglementation fédérale, chaque province dispose de lois et de règlements qui régissent le régime foncier, les redevances, les taux de production, la protection de l'environnement et d'autres domaines. Le régime de redevances est un facteur important dans la rentabilité de la production de pétrole brut et de gaz naturel. Les redevances à verser sur la production d'autres terres que celles de la Couronne sont déterminées par voie de négociation entre le propriétaire minier et le preneur à bail. Les redevances gouvernementales sont déterminées par les règlements gouvernementaux et sont calculées en pourcentage de la valeur de la production brute, et le taux des redevances à payer dépend généralement en partie de la productivité du puits, de sa situation géographique, de données sur la découverte du gisement et du type ou de la qualité du pétrole extrait.

Le régime de redevances en Alberta et dans d'autres les autres provinces où se trouvent les actifs pétroliers et gazières de la société peuvent faire l'objet d'examens et de changements plus poussés qui pourraient nuire à la situation de Questerre et à ses activités.

Réglementation

Les activités pétrolières et gazières (exploration, production, tarification, commercialisation et transport) sont assujetties à un grand nombre de contrôles et de règlements imposés par divers ordres de gouvernement, qui peuvent être modifiés de temps à autre. Voir la rubrique « Conjoncture sectorielle » à la page 46 de la présente notice.

Assurances

La participation de Questerre à la prospection et à la mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières peut mettre en cause sa responsabilité pour pollution, éruption, dommage à des biens, préjudice corporel ou autres dangers. Bien que Questerre ait souscrit une assurance conformément aux normes du secteur pour tenir compte de tels risques, cette assurance est assortie de limites en matière de responsabilité et pourrait ne pas suffire à couvrir cette responsabilité entièrement. En outre, ces risques peuvent ne pas être assurables dans toutes

les circonstances ou, dans certaines circonstances, Questerre peut décider de ne pas s'assurer contre certains risques en raison de la cherté des primes ou pour d'autres raisons. Le règlement de dommages non assurés aurait pour effet de réduire les fonds dont Questerre dispose. La survenance d'un événement important contre lequel Questerre ne s'est pas entièrement assurée ou l'insolvabilité de l'assureur contre cet événement pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la position financière, les résultats d'exploitation ou les perspectives de Questerre.

Risques liés aux projets

Questerre est appelée à gérer divers projets de petite et de grande importances dans la conduite de ses activités. Des retards dans ces projets peuvent reporter les produits d'exploitation attendus des activités d'exploitation. D'importants dépassements de coût peuvent menacer la rentabilité d'un projet.

La capacité de Questerre d'exécuter des projets et d'en commercialiser le pétrole et le gaz naturel dépendra de nombreux facteurs sur lesquels elle ne peut agir, notamment :

- la capacité de traitement disponible;
- la capacité pipelinière disponible ainsi que sa proximité;
- la capacité de stockage disponible;
- l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel;
- les sources existantes de carburant de substitution;
- les effets de mauvaises conditions météorologiques;
- le matériel de forage et auxiliaire disponible;
- les hausses de coût imprévues;
- les événements accidentels;
- les fluctuations des monnaies;
- les modifications de la réglementation;
- la disponibilité et la productivité d'une main-d'oeuvre compétente;
- la réglementation du secteur du pétrole et du gaz naturel par divers ordres de gouvernement et organismes publics.

Du fait de ces facteurs, Questerre pourrait ne pas pouvoir exécuter des projets, ne pas le faire à temps ou dans le respect de son budget, et ne pas pouvoir commercialiser le pétrole et le gaz naturel qu'elle produit.

Besoins en capitaux importants et liquidité

Questerre prévoit engager d'importantes dépenses en immobilisations dans l'acquisition, la prospection, la mise en valeur et l'exploitation de réserves de pétrole et de gaz naturel. Si les produits d'exploitation ou les réserves d'hydrocarbures de Questerre diminuent, elle pourrait avoir une capacité limitée pour accroître les capitaux nécessaires afin d'entreprendre ou d'achever des campagnes de forage. Rien ne garantit qu'un financement par emprunt ou par actions ou que les flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation puisse être disponible ou suffisant pour répondre à ses besoins ou aux autres besoins de l'entreprise ou, si un financement par emprunt ou par actions est possible, qu'il le soit à des conditions acceptables pour Questerre. En outre, les activités futures pourraient amener Questerre à modifier grandement sa structure du capital. L'incapacité de Questerre d'accéder à des capitaux suffisants pour ses activités pourrait avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses perspectives.

Concurrence

Questerre sera en concurrence active pour les acquisitions, les baux d'exploration, les permis, les concessions et le personnel qualifié avec un nombre important d'autres sociétés pétrolières et gazières, dont plusieurs ont considérablement plus de ressources financières que Questerre. Les concurrents de Questerre comprendront les grandes pétrolières et gazières intégrées et de nombreuses autres sociétés indépendantes dans le secteur, ainsi que des producteurs et des exploitants particuliers.

L'industrie du pétrole et du gaz est très compétitive. Les concurrents de Questerre pour l'acquisition, l'exploration, la production et la mise en valeur des propriétés pétrolières et gazières et l'obtention de capitaux pour financer ces activités comprennent des sociétés qui disposent de ressources financières et humaines plus grandes que celles de Questerre.

La capacité de Questerre de soumissionner avec succès et d'acquérir des droits de propriété additionnels, de découvrir des réserves, de participer aux possibilités de forage et d'établir et conclure des accords commerciaux avec les clients sera tributaire de l'établissement et du maintien de relations de travail étroites avec ses futurs partenaires de l'industrie et les exploitants conjoints et de sa capacité de sélectionner et d'évaluer les propriétés appropriées, et de conclure des transactions dans un environnement hautement concurrentiel.

Titre

Souvent, on ne peut pas déterminer de manière concluante la valeur des titres dans les participations pétrolières et gazières sans procéder à des dépenses importantes. Conformément aux pratiques de l'industrie, Questerre effectuera un examen de ces titres pour ses principales propriétés, lorsqu'elle estime qu'ils doivent refléter la valeur de ces propriétés. Cependant, aucune garantie absolue ne peut être donnée que les titres sont exempts de défauts. S'il y a des défauts de titres, il est possible que Questerre puisse perdre la totalité ou une partie de ses droits, titres et intérêts relatifs aux propriétés pour lesquelles il y a défaut de titre.

Risques environnementaux

Toutes les phases de l'activité pétrolière et gazière comportent des risques et des dangers pour l'environnement et sont assujetties à une réglementation environnementale en vertu de plusieurs conventions internationales, et à des lois et règlements fédéraux, provinciaux et municipaux. La législation environnementale comporte notamment des restrictions et des interdictions de déversement, de rejet ou d'émission de diverses substances produites au cours des activités pétrolières et gazières. La législation exige aussi que les puits et les chantiers des installations soient exploités, entretenus, abandonnés et remis en état à la satisfaction des autorités réglementaires compétentes. Le respect de cette législation peut nécessiter l'engagement de dépenses importantes et toute infraction peut entraîner l'imposition d'amendes et de peines, certaines pouvant être importantes. Voir la rubrique « Informations supplémentaires concernant les frais d'abandon et de remise en état » dans la présente notice au sujet des montants estimés par Questerre pour couvrir les coûts d'abandon et de remise en état des baux de surface, des puits et des installations en se basant sur son expérience antérieure, la réglementation actuelle, les coûts, la technologie et les normes de l'industrie par secteur. La législation environnementale évolue d'une manière qui devrait entraîner un resserrement des normes et de leur mise en application, une hausse des amendes et des peines et une augmentation possible des dépenses en immobilisations et des charges

d'exploitation. Le rejet de pétrole, de gaz naturel ou d'autres polluants dans l'air, sur le sol ou dans l'eau peut créer des obligations envers les gouvernements et des tiers et exiger de Questerre qu'elle engage des frais pour remédier à ces rejets. Rien ne garantit que l'application des lois environnementales aux activités de Questerre ne puisse entraîner une réduction de la production ou une hausse sensible du coût des activités de production, de mise en valeur ou d'exploration ou qu'elle ne puisse avoir une incidence défavorable sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives de Questerre.

Estimation des réserves

Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation quantitative des réserves de pétrole, de gaz naturel et de liquides du gaz naturel et des flux de trésorerie qui en découleront, y compris de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la société. Les renseignements sur les réserves et les flux de trésorerie connexes présentés dans ce document ne sont que des estimations. De façon générale, les estimations de réserves de pétrole et de gaz naturel économiquement exploitables et les flux de trésorerie nets futurs qui en découlent sont fondés sur un certain nombre de facteurs et d'hypothèses variables, comme la production passée des propriétés, les taux de production, l'extraction des réserves, le calendrier et l'importance des dépenses en immobilisations, la qualité marchande du pétrole et du gaz, les taux de redevance, les effets présumés de la réglementation des organismes gouvernementaux et les charges d'exploitation futures, autant de facteurs et d'hypothèses qui peuvent varier par rapport aux résultats réels. Ces estimations sont toutes dans une certaine mesure hypothétiques, et le classement des réserves n'est qu'une tentative de circonscrire le degré d'incertitude en question. Pour ces raisons, les estimations des réserves de pétrole et de gaz naturel économiquement récupérables qui sont attribuables à un groupe de propriétés en particulier, le classement de ces réserves en fonction du risque lié à leur récupération et les estimations des produits d'exploitation nets futurs découlant de ces réserves qui sont faits par différents ingénieurs, ou par les mêmes ingénieurs à des moments différents, peuvent varier. La production, les produits d'exploitation, les impôts ainsi que les dépenses de mise en valeur et d'exploitation qui concernent les réserves de la société varieront par rapport à ces estimations et ces variations pourraient être importantes. En outre, les évaluations sont fondées en partie sur le succès présumé des activités d'exploitation envisagées dans les années à venir. Les réserves et les flux de trésorerie estimatifs devant découler par conséquent de ces évaluations diminueront si ces activités d'exploitation n'enregistrent pas le degré de succès escompté dans l'évaluation des réserves.

Les estimations des réserves prouvées qui peuvent être mises en valeur et exploitées sont souvent fondées sur des calculs volumétriques et sur leur analogie avec des réserves similaires plutôt que sur un historique de la production réelle. Les estimations fondées sur ces méthodes sont généralement moins fiables que celles qui sont fondées sur un historique de la production réelle. Une évaluation ultérieure des mêmes réserves fondées sur un historique de production et des pratiques de production donnera lieu à des écarts dans les réserves estimatives et ces écarts pourraient être importants.

Conformément aux lois sur les valeurs mobilières applicables, McDaniel, l'évaluateur des réserves indépendant de la société, a utilisé des prix et des coûts prévisionnels pour estimer les réserves indiquées dans les présentes. Les produits d'exploitation nets futurs réels dépendront d'autres facteurs comme le niveau de production, l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel, la diminution ou l'augmentation de la consommation par les acheteurs de pétrole et de gaz naturel, les changements dans la réglementation ou l'impôt fixé par les pouvoirs publics et l'incidence de l'inflation sur les coûts. La production et les produits d'exploitation réels varieront

par rapport aux estimations contenues dans le rapport de McDaniel, et les écarts pourraient être importants. Le rapport McDaniel est fondé en partie sur les succès escomptés des activités que la société compte entreprendre dans les années qui viennent. Les réserves et les flux de trésorerie estimatifs devant découler par conséquent du rapport McDaniel diminueront si ces activités n'enregistrent pas le degré de succès présumé dans le rapport McDaniel. Le rapport McDaniel est effectif à une date précise et n'a pas été mis à jour depuis et, par conséquent, il ne tient pas compte des changements survenus depuis dans les réserves de la société.

Remplacement des réserves

Les réserves futures de pétrole et de gaz naturel, la production et les flux de trésorerie qui en découleront sont fortement tributaires du succès de Questerre dans l'acquisition ou la découverte de nouvelles réserves. Sans l'ajout continu de nouvelles réserves, les réserves que Questerre peut posséder à un moment donné et la production qu'elle en tire diminueront avec le temps si les réserves existantes sont exploitées. Pour accroître ses réserves, Questerre dépendra non seulement de sa capacité de mettre en valeur les propriétés qu'elle peut détenir, mais aussi de sa capacité de sélectionner et d'acquérir des propriétés productrices ou des zones d'intérêt qui lui conviennent. Rien ne garantit que les efforts futurs d'exploration et de mise en valeur par Questerre se traduiront par la découverte et la mise en valeur de réserves commerciales additionnelles de pétrole et de gaz naturel.

Dépendance à l'égard de l'exploitation

D'autres sociétés exploitent certains actifs dans lesquels Questerre possède des intérêts. Par conséquent, Questerre disposera d'une capacité limitée d'influer sur l'exploitation de ces actifs ou sur les frais qui en découlent, ce qui pourrait nuire à ses résultats financiers. Le rendement des actifs de Questerre exploités par des tiers dépendra donc de certains facteurs sur lesquels elle n'a pas prise, comme le calendrier et l'importance des dépenses en immobilisations, l'expertise et les ressources financières de l'exploitant, l'approbation d'autres partenaires, la sélection de la technologie et les pratiques de gestion des risques.

Personnel clé

Le succès de Questerre sera largement tributaire du rendement de ses dirigeants et de membres clés de son personnel. Questerre n'a pas de police d'assurance collaborateurs, et il y a donc un risque que le décès ou le départ d'un membre de la direction ou de tout employé clé puisse avoir un effet défavorable important sur Questerre.

Questions relatives à la société

À ce jour, Questerre n'a pas versé de dividendes sur ses actions ordinaires en circulation et ne prévoit pas le faire dans un avenir prévisible. Certains des administrateurs et des dirigeants de Questerre sont également administrateurs et dirigeants d'autres sociétés œuvrant dans l'exploration et la mise en valeur pétrolières et gazières, et des conflits d'intérêts peuvent survenir entre leurs fonctions de dirigeants et d'administrateurs de Questerre, et celles de dirigeants et d'administrateurs de ces autres sociétés. Ces conflits doivent être divulgués en accord avec la Loi ABCA, et sont assujettis aux procédures et recours de cette loi.

Gestion de la croissance

La société pourrait être exposée aux risques liés à sa croissance, comme des contraintes de capacité et des pressions exercées sur ses systèmes et contrôles internes. La capacité de la société de gérer efficacement sa croissance exigera qu'elle continue d'implanter et d'améliorer ses systèmes d'exploitation et ses systèmes financiers et d'augmenter, de former et de gérer son personnel. L'incapacité de la société de faire face à cette croissance pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses affaires, ses activités et ses perspectives.

Expiration des permis et des baux

Les propriétés de la société sont détenues en vertu de permis et de baux et de participations directes dans des permis et des baux. Si la société ou le titulaire du permis ou du bail manque aux exigences explicites d'un permis ou d'un bail, le permis ou le bail pourrait être résilié ou ne pas être renouvelé. Rien ne garantit que les exigences à remplir pour maintenir ces permis ou ces baux puissent être remplies. La résiliation ou l'expiration des permis ou des baux de la société ou des participations directes relativement à un permis ou à un bail pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses résultats d'exploitation et ses affaires.

Permis et licences

Les opérations de Questerre peuvent nécessiter des licences et des permis délivrés par différentes autorités gouvernementales. Rien ne garantit que Questerre sera en mesure d'obtenir tous les permis et autorisations qui peuvent être requis pour procéder à l'exploration et à la mise en valeur de ses propriétés.

Besoins de financement supplémentaire

Les flux de trésorerie provenant des réserves d'hydrocarbures de Questerre pourraient ne pas suffire à financer ses activités courantes. De temps à autre, Questerre peut avoir besoin d'un financement supplémentaire afin de mener à bien ses activités d'acquisition, de prospection et de mise en valeur de pétrole et de gaz. L'incapacité d'obtenir ce financement en temps opportun pourrait obliger Questerre à céder ses intérêts dans certaines propriétés, lui faire rater certaines occasions d'acquisition et l'obliger à réduire ou à cesser ses activités. Si les produits d'exploitation de Questerre provenant de ses réserves d'hydrocarbures diminuent à la suite d'une baisse du prix du pétrole ou du gaz naturel ou pour une autre raison, sa capacité d'engager les capitaux nécessaires pour remplacer ses réserves ou maintenir sa production en souffrira. Si les flux de trésorerie provenant de l'exploitation et du solde de trésorerie courant de Questerre ne sont pas suffisants pour qu'elle puisse engager les dépenses en immobilisations qui s'imposent, rien ne garantit qu'un financement supplémentaire par emprunt ou par actions puisse lui être offert pour répondre à ses besoins ou, si c'est le cas, que ce soit à des conditions intéressantes. Tout financement par actions peut entraîner un changement de contrôle de Questerre ou les détenteurs de ses actions ordinaires peuvent subir une dilution supplémentaire.

Variations des taux de change

Les prix mondiaux du pétrole et du gaz sont cotés en dollars américains et le prix reçu par les producteurs canadiens est donc tributaire du taux de change entre les dollars canadien et américain, qui fluctue au fil du temps. Les taux de change futurs entre les monnaies canadienne et américaine pourraient donc influencer sur la valeur future des réserves de Questerre, établies par des évaluateurs indépendants.

Émission de titres de créance

De temps à autre, Questerre peut entreprendre des opérations pour acquérir des actifs ou des actions d'autres entreprises. Ces opérations peuvent être financées, en tout ou en partie, par des titres de créance, ce qui peut augmenter le niveau d'endettement de Questerre au-delà des normes du secteur. Ni les statuts ni les règlements de Questerre ne limitent le degré d'endettement qu'elle peut contracter. Le niveau d'endettement de Questerre peut de temps à autre nuire à sa capacité d'obtenir un financement supplémentaire au moment opportun pour tirer parti d'occasions d'affaires qui se présentent. La capacité de Questerre à honorer sa dette dépendra des activités futures de Questerre qui sont tributaires de la conjoncture de l'industrie et d'autres facteurs, dont plusieurs sont indépendants de la volonté de Questerre. Comme une partie de la dette de Questerre porterait intérêt à des taux qui fluctuent selon les taux pratiqués sur le marché, l'augmentation de ces taux accroîtrait les obligations de paiement d'intérêt Questerre et pourrait avoir un effet défavorable sur la situation financière Questerre et ses résultats d'exploitation. En outre, l'endettement Questerre serait garanti par la quasi-totalité de ses actifs. Advenant un défaut de Questerre à l'égard de l'un ou l'autre de ses engagements de prêt ou de tout autre défaut de Questerre visant ses obligations relatives à sa dette, le prêteur pourrait déclarer cette dette due et exigible immédiatement et, dans certains cas, saisir les actifs de Questerre. En outre, les activités pétrolières et gazières sont sujettes aux risques inhérents à l'exploration, la mise en valeur et la production pétrolière et gazière, y compris la rencontre de formations inhabituelles ou de pression imprévue, l'épuisement prématuré des gisements, les éruptions, la formation de cratères, les rejets de gaz acides, les incendies et les déversements. Les pertes consécutives à la matérialisation de l'un de ces risques pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les résultats d'exploitation, les liquidités ou la situation financière de la société.

Opérations de couverture

De temps à autre, la société peut conclure des ententes pour toucher un prix ferme pour sa production de pétrole et de gaz naturel afin d'éliminer le risque de pertes de revenu si les cours des matières premières baissent; cependant, si les cours des matières premières augmentent au-delà du niveau fixé dans ces ententes, la société ne bénéficiera pas de ces hausses. De la même façon, de temps à autre, la société peut conclure des ententes pour fixer le taux de change du dollar canadien en dollar américain afin d'éliminer le risque de pertes de revenu si le dollar canadien s'apprécie par rapport au dollar américain; cependant, si le dollar canadien se déprécie par rapport au dollar américain, la société ne bénéficiera pas de la fluctuation du taux de change.

Disponibilité du matériel de forage et accès restreint à celui-ci

Les activités de prospection et de mise en valeur du pétrole et du gaz naturel dépendent de la disponibilité du matériel de forage et de l'équipement auxiliaire dans les régions où ces activités sont exercées. La demande de ce matériel, qui existe en quantité limitée, ou des restrictions à son accès peuvent en limiter la disponibilité pour Questerre et l'obliger à reporter des activités de prospection et de mise en valeur.

Revendications autochtones

Les peuples autochtones ont revendiqué des titres de propriété et des droits sur certaines parties de l'Ouest canadien. Il n'existe, à la connaissance de la société, aucune revendication visant ses propriétés et ses actifs; cependant, si une revendication survient et qu'elle a gain de cause, la société et ses activités pourraient en souffrir.

Conflits d'intérêts

Certains des administrateurs et dirigeants de Questerre sont également administrateurs et dirigeants d'autres sociétés œuvrant dans l'exploration et la mise en valeur pétrolières et gazières, et des conflits d'intérêts peuvent survenir entre leurs fonctions de dirigeants et d'administrateurs de Questerre, et celles de dirigeants et d'administrateurs de ces autres sociétés. Ces conflits doivent être divulgués en accord avec la Loi ABCA, et sont assujettis aux procédures et recours de cette loi.

Dilution

Questerre peut faire des acquisitions ou conclure des opérations de financement ou d'autres opérations donnant lieu à l'émission de titres, ce qui peut avoir un effet dilutif.

Saisonnalité

Le degré d'activité du secteur pétrolier et gazier canadien dépend de l'évolution des saisons. Le temps humide et le dégel printanier rendent le sol instable. Par conséquent, les municipalités et les ministères des transports provinciaux interdisent de circuler sur certaines routes, ce qui restreint le déplacement des appareils de forage et des autres matériels lourds, et donc le degré d'activité. De plus, certaines zones productrices de pétrole et de gaz sont situées dans des régions qui ne sont accessibles que l'hiver parce que le sol entourant ces endroits se trouve en terrain marécageux. Rien ne garantit que ces facteurs saisonniers ne nuiront pas au calendrier et à la portée des activités d'exploration et de mise en valeur de la société, ce qui, par ricochet, pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses affaires, ses activités et ses perspectives.

Risque de crédit tiers

La société est ou peut être exposée à un risque de crédit tiers par suite d'arrangements contractuels avec des coentrepreneurs, des agents de commercialisation de sa production de pétrole et de gaz naturel et d'autres parties actuelles ou futures. Si l'une de ces entités venait à manquer à ses obligations contractuelles à l'égard de la société, ces manquements pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la société et les flux de trésorerie provenant de son exploitation. En outre, toute détérioration du crédit à l'échelle du secteur ou chez des coentrepreneurs peut modifier le désir d'un coentrepreneur de participer au programme d'immobilisations en cours de la société, ce qui pourrait retarder ce programme et ses résultats attendus jusqu'à ce que la société trouve un entrepreneur qui lui convienne.

Produits remplaçant les produits pétroliers et évolution de la demande

Les mesures de conservation de carburant, les exigences touchant les carburants de substitution, la demande croissante des consommateurs pour des produits remplaçant le pétrole et le gaz naturel, et les progrès technologiques dans l'économie des carburants et les dispositifs de production d'énergie pourraient réduire la demande de pétrole brut et autres hydrocarbures liquides. La société ne peut prévoir l'impact de l'évolution de la demande de produits pétroliers et gaz naturel, et tout changement important pourrait avoir un effet défavorable sur les activités de la société, sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie.

Protocole de Kyoto

Le Canada a signé la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et ratifié le Protocole de Kyoto rédigé par la suite pour fixer des objectifs légalement contraignants visant à réduire à l'échelle nationale les émissions de dioxyde de carbone, de méthane, d'oxyde nitreux et d'autres gaz dits à effet de serre. Les installations d'exploration et de production de Questerre et d'autres exploitations et activités de celle-ci émettent une petite quantité de gaz à effet de serre, ce qui pourrait assujettir Questerre à une loi réglementant les émissions de gaz à effet de serre. Le gouvernement canadien a présenté le projet de loi C-30 (la *Loi canadienne sur la qualité de l'air*) qui laisse entrevoir d'autres lois et qui établira des prescriptions de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour diverses activités industrielles, dont la prospection et la production de pétrole et de gaz. La future loi fédérale ainsi que les prescriptions provinciales de réduction d'émissions, comme les modifications proposées à la loi albertaine intitulée *Climate Change and Emissions Management Act*, peuvent exiger la réduction des émissions ou leur intensité produites par les activités et les installations de Questerre. Les frais directs et indirects découlant de cette réglementation pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités de Questerre.

Normes internationales de rapports financiers

Le Conseil des normes comptables de l'Institut Canadien des Comptables Agréés a annoncé que les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre compte sont tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« **IFRS** ») publiées par le Conseil des normes comptables internationales, à compter du 1^{er} janvier 2011. Les normes IFRS nécessiteront davantage d'information dans les états financiers par rapport aux PCGR du Canada et Questerre devra tenir compte des différences de méthode comptable entre les PCGR du Canada et les IFRS. La transition entre les PCGR du Canada actuels et les IFRS est une tâche majeure qui pourrait avoir une incidence importante sur la situation financière déclarée de la société et ses résultats d'exploitation. Questerre étudie actuellement l'incidence que la conversion aux IFRS aurait sur son information financière future.

CONJONCTURE SECTORIELLE

Réglementation du gouvernement canadien

Le secteur du pétrole et du gaz naturel fait l'objet d'importants contrôles et règlements imposés par les divers paliers de gouvernement. Voici quelques-uns des aspects les plus importants de la législation et de la réglementation dans le domaine. Il n'y a pas lieu de croire que ces contrôles ou règlements toucheront les activités de la société d'une manière sensiblement différente qu'ils toucheront les autres sociétés pétrolières et gazières de taille comparable.

Tarification et commercialisation du pétrole

Les producteurs de pétrole négocient des contrats de vente directement avec les acheteurs, ce qui signifie que c'est le marché qui décide du prix du pétrole. Le prix demandé dépend de la qualité du pétrole, du prix des carburants concurrents, de la proximité du marché et de la valeur des produits raffinés. Les exportateurs de pétrole ont aussi le droit de conclure des contrats d'exportation dont la durée ne doit pas dépasser un an dans le cas du pétrole brut léger et deux ans dans le cas du pétrole brut lourd, à condition d'avoir obtenu de l'Office national de l'énergie du Canada (l'« **ONÉ** ») une ordonnance autorisant cette exportation. Toute exportation de pétrole devant être effectuée en vertu d'un contrat d'une plus longue durée (maximum de

25 ans) exige de l'exportateur qu'il obtienne un permis d'exportation délivré par l'ONÉ et le permis délivré doit être approuvé par le gouverneur en conseil.

Tarification et commercialisation du gaz naturel

Le prix interprovincial et intraprovincial du gaz naturel est fixé par voie de négociation entre acheteurs et vendeurs. Le gaz naturel exporté du Canada est soumis à la réglementation de l'ONÉ et du gouvernement canadien. Le prix obtenu par la société dépend, en partie, des prix du gaz naturel offerts par les compétiteurs et des autres carburants de substitution, de l'accès au transport en aval, de l'éloignement des marchés, de la durée des contrats, des conditions météorologiques, de l'équilibre offre-demande et d'autres conditions contractuelles. Les exportateurs sont libres de négocier les prix avec les acheteurs, à condition que les contrats d'exportation continuent de remplir certains critères fixés par l'ONÉ et le gouvernement canadien. Les exportations de gaz naturel d'une durée inférieure à 2 ans ou d'une durée de 2 à 20 ans (dans des quantités ne dépassant pas 30 000 m³/j), doivent être effectuées en vertu d'une ordonnance de l'ONÉ. Toute exportation de gaz naturel devant être effectuée en vertu d'un contrat d'une durée plus longue (maximum de 25 ans) ou dans des quantités plus importantes exige de l'exportateur qu'il obtienne un permis d'exportation de l'ONÉ et le permis qui lui est délivré doit être approuvé par le gouverneur en conseil.

Les gouvernements de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan réglementent aussi la quantité de gaz naturel pouvant sortir des provinces pour être consommé ailleurs en fonction de certains facteurs comme les réserves disponibles, les arrangements de transport et des considérations commerciales.

Malgré le développement en cours du réseau pipelinier, la capacité insuffisante de transport ferme par pipeline continue de limiter la possibilité de produire du gaz naturel et de le commercialiser. La répartition proportionnelle de la capacité des réseaux pipeliniers interprovinciaux continue également de limiter la capacité d'exporter du pétrole et du gaz naturel.

L'Accord de libre-échange nord-américain

L'Accord de libre-échange nord-américain (« **ALENA** ») intervenu entre le Canada, les États-Unis d'Amérique et le Mexique est entré en vigueur le 1^{er} janvier 1994. L'ALENA reprend en grande partie les principales clauses en matière d'énergie contenues dans l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis. En ce qui concerne les ressources énergétiques, le Canada demeure libre de décider s'il autorisera des exportations vers les États-Unis ou le Mexique, à condition que les restrictions soient par ailleurs justifiées en vertu de certaines dispositions de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce et ensuite que les restrictions imposées à l'exportation : i) ne réduisent pas la proportion des ressources énergétiques exportées par rapport à l'offre totale de ressources énergétiques (selon les proportions qui existaient au cours des 36 derniers mois), ii) n'imposent pas un prix à l'exportation supérieur au prix en vigueur sur le marché intérieur, et iii) ne perturbent pas les circuits normaux d'approvisionnement. Il est interdit aux trois pays d'imposer des prescriptions minimales de prix à l'exportation ou à l'importation.

L'ALENA vise à réduire les pratiques commerciales restrictives du Mexique dans le secteur de l'énergie et interdit les restrictions discriminatoires à la frontière et les taxes à l'exportation. L'ALENA vise aussi à imposer des règles claires aux organismes de réglementation afin d'éviter les mesures discriminatoires et de limiter la perturbation des arrangements contractuels.

Redevances et mesures incitatives provinciales

Outre la réglementation fédérale, chaque province dispose d'une loi et d'un règlement qui régissent le régime foncier, les redevances, les taux de production, la protection de l'environnement et d'autres domaines. Le régime de redevances est un facteur important dans la rentabilité de la production de pétrole et de gaz naturel. Les redevances à verser sur la production d'autres terres que celles de la Couronne sont déterminées par voie de négociation entre le propriétaire de droits minéraux et le preneur à bail. Les redevances gouvernementales sont déterminées par les règlements gouvernementaux et sont généralement calculées en pourcentage de la valeur de la production brute, et le taux des redevances à payer dépend généralement en partie de la productivité du puits, de sa situation géographique, de données sur la découverte du gisement et du type ou de la qualité du pétrole extrait.

À l'occasion, les gouvernements des provinces de l'Ouest canadien créent des programmes d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur. Ces programmes prévoient souvent des réductions des taux de redevance, des exemptions temporaires du versement de redevances et des crédits d'impôt, et ils sont généralement instaurés quand les prix des matières premières sont bas. Ces programmes visent à encourager l'exploration et la mise en valeur en augmentant les bénéfices et les flux de trésorerie du secteur. Les taux de redevance du pétrole et du gaz naturel varient d'une province à l'autre.

Le 25 octobre 2007, le gouvernement albertain a publié un rapport intitulé *The New Royalty Framework* (le cadre « **NRF** ») contenant les propositions du gouvernement pour un nouveau régime de redevances de l'Alberta, qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009, et qui s'applique à tous les puits de pétrole et de gaz naturel classiques en Alberta.

Les 19 et 24 novembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a annoncé les détails d'un programme facultatif de cinq ans de redevances transitoires qui s'appliquent aux puits de pétrole et de gaz naturel classiques forés à des profondeurs mesurées entre 1 000 et 3 500 mètres entre le 19 novembre 2008 et le 1^{er} janvier 2014. Pour chaque puits, la société peut choisir une seule fois de produire le puits en vertu du programme de redevances transitoires ou du nouveau régime de redevances. À compter du 1^{er} janvier 2014, toute la production assujettie au programme transitoire sera visée par le nouveau régime de redevances.

À la suite des annonces d'octobre 2007 et de novembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a lancé une étude sur la compétitivité du pétrole et du gaz classiques en Alberta.

Le 3 mars 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé de nouveaux programmes incitatifs afin d'encourager une activité supplémentaire dans les secteurs du pétrole et du gaz classiques dans la province. Ces nouveaux incitatifs comprennent un crédit de redevance de 200 \$ par mètre foré dans les nouveaux puits de pétrole et de gaz naturel classiques et une réduction de la redevance d'au plus cinq pour cent du taux de redevances pour tous les nouveaux puits de pétrole et de gaz naturel classiques qui entreront en production entre le 1^{er} avril 2009 et 31 mars 2010, jusqu'à concurrence de 12 mois de production ou les 50 000 premiers barils de pétrole ou les 500 000 premiers milliers de pieds cubes de gaz naturel produits par un nouveau puits.

En Colombie-Britannique, la structure générale des redevances pour le pétrole et le gaz est basée sur une échelle mobile. Lorsque le prix reçu par le producteur pour le gaz augmente, il en va de même pour les redevances que le producteur verse à la province. Toutefois, la majeure

partie du gaz produit dans la province est aussi soumis à un plafond fixe sur le pourcentage des redevances versées. Les parties 10 et 11 de la loi intitulée *Petroleum and Natural Gas Act* (la « **Loi PNG** ») contiennent les principales dispositions législatives sur les redevances et l'imposition sur la production en tenure franche pour le pétrole et le gaz en Colombie-Britannique. La Couronne reçoit une redevance sur toute production de pétrole et de gaz sur les terres de la Couronne cédées par permis, autorisées ou louées en vertu de la Loi PNG. Le gouvernement est autorisé à prescrire par règlement les taux des redevances, qui doit les payer, quand elles doivent être payées, ainsi que des pénalités pour les paiements en retard ou le non-paiement, et toutes autres considérations connexes. Le calcul des redevances des différentes catégories de pétrole et de gaz naturel et la plupart des pratiques et des procédures à suivre figurent dans le règlement *Petroleum and Natural Gas Royalty and Freehold Production Tax Regulation*. Le gaz naturel est divisé en dix catégories, chacune avec des taux de redevances différents qui varient selon le type de gaz, s'il est produit sur une propriété en tenure franche ou sur une réserve de la Couronne, et s'il s'agit de gaz de récupération ou non. Le non-paiement des redevances peut avoir de graves conséquences, allant de l'imposition de pénalités et d'intérêts à l'annulation pure et simple du permis, de la licence ou du bail par le ministre, en vertu de l'article 135 de la Loi PNG. Le gouvernement a élaboré un certain nombre de programmes de crédit de redevances pour certains types de forages et de puits. Il s'agit notamment des programmes suivants : le programme de redevances d'été, le programme de faible productivité, le programme de redevances pour puits profonds, le programme de redevances pour découvertes en profondeur, le programme de redevances pour rentrées en profondeur, le programme de redevances pour zones marginales, le programme de redevances pour zones ultra-marginales, le programme de redevances pour le méthane houiller, le programme de redevances pour les infrastructures, ainsi que le programme de redevances sur les profits nets, récemment créé. Certains de ces crédits, dont le programme pour puits profonds, le programme d'été et le programme pour le méthane houiller, permettent de déduire des redevances dues une certaine somme en dollars. D'autres, comme les programmes de faible productivité, pour le méthane houiller et pour les zones marginales et ultra-marginales, offrent une réduction du pourcentage des redevances payables sur chaque mètre cube de gaz. Enfin, les programmes pour les infrastructures et les profits nets visent à dédommager les producteurs pour des projets spécifiques de construction ou de forage qui doivent être approuvés à l'avance.

Depuis le 1^{er} octobre 2002, le gouvernement de la Saskatchewan a révisé son régime fiscal pour l'industrie pétrolière et gazière en adoptant un certain nombre de changements majeurs qui touchent les structures de redevance à la Couronne et d'imposition sur la production en tenure franche, ainsi que la majoration fiscale sur le capital des sociétés visant la production due aux nouvelles activités d'exploration et de mise en valeur pétrolières et gazières. Ces changements visaient à stimuler les activités d'exploration et de la mise en valeur dans la province.

Le nouveau régime fiscal de la Saskatchewan prévoit de nouvelles structures de redevances et d'imposition, un nouveau système d'incitatifs en fonction du volume, et une réduction de la surtaxe sur le capital des sociétés. Parmi les aspects nouveaux, mentionnons un nouveau régime de redevance et d'imposition pour le gaz produit à partir de nouveaux puits de pétrole et des changements avantageux pour les puits de pétrole horizontaux et en profondeur. La structure dite de « quatrième niveau » des redevances à la Couronne et l'imposition sur la production en tenure franche est sensible à la production et aux prix et s'applique aux puits de pétrole classique (verticaux et horizontaux) et aux puits de gaz dont le forage s'est terminé le 1^{er} octobre 2002 ou après; au pétrole supplémentaire produit par de nouveaux projets ou des projets élargis par injection d'eau entrepris le 1^{er} octobre 2001 ou après; au gaz naturel produit

dans des puits de gaz dont le forage s'est terminé le 1^{er} octobre 2002 ou après. Les paramètres sensibles aux prix pour la nouvelle structure de redevances à « quatrième niveau » prévoient ce qui suit : un taux de base de 5 % et un taux marginal de 30 % pour le pétrole et le gaz, un prix de base de 100 \$ par mètre cube de pétrole et de 50 \$ par millier de mètres cubes de gaz; un taux de production par un puits de référence de 250 mètres cubes de pétrole par mois et 250 mille mètres cubes de gaz par mois.

On détermine maintenant les taux d'imposition pour la production en tenure franche en soustrayant un facteur fiscal à la production de 12,5 points de pourcentage (soit une augmentation par rapport au taux précédent de 10 points de pourcentage) des taux de redevance à la Couronne correspondants. En outre, le taux de surtaxe sur le capital des sociétés a été réduit, passant de 3,6 à 2,0 % pour l'ensemble du pétrole et du gaz qui est produit par des puits dont le forage s'est terminé le 1^{er} octobre 2002 ou après, et pour le pétrole supplémentaire produit par de nouveaux projets ou des projets élargis par injection d'eau entrepris le 1^{er} octobre 2002 ou après. De concert avec les structures de redevance et d'imposition de « quatrième niveau », le gouvernement de la Saskatchewan a adopté un système modifié d'incitatifs selon le volume et de taux maximaux de redevance et d'imposition pour la production initiale des puits de pétrole et des puits de gaz dont le forage s'est terminé le 1^{er} octobre 2002 ou après. Les volumes visés par les incitatifs sont applicables à différents types de puits et sont assujettis à un taux de redevance maximale de 2,5 % et un taux d'imposition pour production en tenure franche de 0 %. Les catégories de redevance et d'imposition sur les puits de pétrole de réentrée et à courte section horizontale ont été éliminées. Tous les puits de pétrole horizontaux dont le forage s'est terminé le 1^{er} octobre 2002 ou après seront visés par les taux de redevance et d'imposition de « quatrième niveau » et les nouveaux incitatifs selon le volume. La définition de « puits de pétrole en profondeur » a également été élargie.

Le nouveau régime de redevance à la Couronne et d'imposition à la production en tenure franche en Saskatchewan s'applique au gaz naturel associé (gaz produit par des puits de pétrole) qui est collecté pour l'usage ou la vente et qui est produit par des puits de pétrole dont le forage s'est terminé le 1^{er} octobre 2002 ou après, des puits de pétrole dont le forage s'est terminé avant le 1^{er} octobre 2002 et dont, pour chaque puits, le ratio de production gaz/pétrole, pour n'importe quel mois, était de plus de 3 500 mètres cubes de gaz pour chaque mètre cube de pétrole. Dans les faits, une redevance ou un impôt sera payable pour le gaz naturel associé produit par un puits de pétrole qui dépasse environ 65 mille mètres cubes en un mois.

Le régime de redevance actuellement en vigueur au Québec pour le gaz naturel est basé sur les volumes de production. Le taux de redevance, calculée par puits individuel, est de 10 % pour la production quotidienne moyenne inférieure à 3 Mpi³ et de 12,5 % pour la production supérieure à cette quantité. En mars 2009, le gouvernement du Québec a annoncé des modifications envisagées à la réglementation, notamment :

- la mise en œuvre d'un congé de redevance de cinq ans jusqu'à concurrence de 800 000 \$ par puits, pour les puits mis en production d'ici la fin de 2010;
- la participation de la société générale de financement du Québec (SGF), afin qu'elle emploie les outils à sa disposition pour soutenir le développement de cette industrie au Québec;
- la mise en œuvre d'un programme pour l'acquisition de connaissances en géosciences;

- la mise en œuvre d'un programme stratégique d'évaluation environnementale.

Régime foncier

Dans les provinces de l'Ouest, le pétrole brut et le gaz naturel appartiennent principalement aux gouvernements provinciaux respectifs. Ces gouvernements accordent le droit de rechercher et de produire du pétrole et du gaz naturel en vertu de baux, de licences et de permis de durées diverses d'au moins deux ans et à des conditions fixées dans la loi provinciale, y compris l'obligation d'exécuter certains travaux ou de faire certains paiements. Le pétrole et le gaz naturel de ces provinces peuvent aussi appartenir à un propriétaire privé et le droit de rechercher et de produire ce pétrole et ce gaz naturel est accordé en vertu d'un bail pour une durée et à des conditions qui sont négociables.

Réglementation environnementale

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est actuellement soumise à une réglementation environnementale en vertu de diverses lois provinciales et fédérales. La législation environnementale prévoit des restrictions et des interdictions visant les rejets ou les émissions. Par ailleurs, la réglementation sur le stockage et le transport de diverses substances produites ou utilisées en association avec certaines activités des industries pétrolières et gazières peut influencer sur l'emplacement et l'exploitation des puits et des installations et la mesure dans laquelle l'exploration et la mise en valeur sont permises. En outre, ces lois exigent que les puits et les installations soient abandonnés et les terrains, remis en état, à la satisfaction des autorités provinciales. De plus, les lois environnementales applicables peuvent imposer des obligations de remise en état des propriétés jugées contaminées à certaines personnes responsables, ce qui comprend les personnes responsables de la substance polluante, les personnes qui ont causé le rejet de la substance, ainsi que tout propriétaire, locataire ou autre possédant du site, passé ou présent. Pour se conformer à ces lois, il peut falloir engager d'importantes dépenses et toute infraction à ces lois peut entraîner la suspension ou la révocation des permis et des autorisations nécessaires, des poursuites au civil pour dommages causés par la pollution et l'imposition d'amendes et de peines, ou des ordonnances de nettoyage.

Les principales lois provinciales applicables sur l'environnement en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan et au Québec sont les suivantes : *Environmental Management Act*, *Environmental Protection and Enhancement Act*, *Environmental Management and Protection Act* et *Loi sur la qualité et de l'environnement*, respectivement. Les normes environnementales et les exigences touchant les rejets, le nettoyage et le compte rendu dans chaque province sont strictes, et il existe une gamme de mesures d'application de la loi, avec des sanctions parfois sévères. Dans toutes ces provinces, les projets énergétiques sont examinés selon des processus d'évaluation environnementale, qui peuvent se dérouler de concert avec une évaluation fédérale. Ces processus d'examen comportent la participation du public. Les lois environnementales fédérales comme la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* de 1999 et la *Loi sur les pêches* s'appliquent également dans diverses circonstances.

Le changement climatique est un problème de plus en plus visé par la réglementation gouvernementale. Bien que le Canada ait ratifié le Protocole de Kyoto, nul ne sait si les objectifs du Protocole de Kyoto seront appliqués au Canada. La Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan, le Québec et le gouvernement fédéral ont tous adopté des plans d'action face au changement climatique, qui prévoient divers moyens pour réduire les émissions ou l'intensité des émissions, comme la réduction directe, l'échange d'émissions, la capture et le stockage du

carbone, les contributions aux fonds technologiques, des taxes sur les émissions de gaz à effet de serre et des crédits pour mesures rapides. La coordination entre ces plans n'est pas encore chose faite et demeure une source d'incertitude. Étant donné l'évolution du cadre réglementaire sur les changements climatiques et la réduction des gaz à effet de serre et les exigences qui en découlent, il est impossible actuellement de prévoir la forme finale de ces exigences ou leur incidence sur Questerre, ses activités et sa situation financière.

La législation environnementale de l'Alberta a été regroupée dans la loi intitulée *Environmental Protection and Enhancement Act* (Alberta) (l'« **EPEA** »), entrée en vigueur le 1^{er} septembre 1993, et dans la loi intitulée *Oil and Gas Conservation Act* (Alberta) (l'« **OGCA** »). Par rapport aux lois antérieures, l'EPEA et l'OGCA imposent des normes plus sévères en matière d'environnement, comportent des obligations de conformité, d'information et de surveillance plus rigoureuses et imposent des peines plus fortes. En 2006, le gouvernement albertain a édicté un règlement en vertu de l'EPEA qui vise expressément les émissions d'oxyde de soufre et d'oxyde nitreux des activités industrielles comprenant l'industrie du pétrole et du gaz. En outre, les directives concernant la réduction des émissions exposées dans la loi intitulée *Climate Change and Emissions Management Amendment Act* (la « **CCEMAA** ») sont entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2007. En vertu de cette loi, les installations qui, en Alberta, rejettent plus de 100 000 tonnes de gaz à effet de serre par an doivent réduire l'intensité de leurs émissions de 12 %. Les entreprises industrielles ont trois options pour décider de la façon de respecter les prescriptions de réduction exposées dans la loi : i) apporter à leur exploitation des améliorations qui entraînent des réductions, ii) acheter des crédits d'émissions d'autres secteurs ou installations dont les émissions sont inférieures au seuil de 100 000 tonnes et qui réduisent volontairement leurs émissions ou iii) contribuer au Climate Change and Emissions Management Fund (le « **Fonds** »). Les entreprises industrielles peuvent choisir l'une de ces options ou toute combinaison de celles-ci. Conformément à la CCEMAA et au règlement *Specified Gas Emitters Regulation*, les entreprises étaient tenues de réduire leur intensité d'émissions de 12 % pour le 31 mars 2008. Les entreprises albertaines ont réduit leurs émissions de 2,6 millions de tonnes, en raison des changements apportés dans leur exploitation et des investissements dans divers projets de réduction. En outre, certaines entreprises ont contribué 40 millions de dollars au Fonds. Il est probable que la tendance au resserrement des normes de la législation et de la réglementation environnementales se poursuivra.

Le 24 janvier 2008, le gouvernement albertain a annoncé un nouveau plan d'action sur les changements climatiques qui réduira de moitié les émissions projetées de 400 millions de tonnes en Alberta d'ici à 2050. Ce plan comporte trois volets : i) le captage et le stockage du carbone, qui sera obligatoire pour les installations de sables bitumineux in situ qui consomment des combustibles lourds pour produire de la vapeur, ii) l'économie d'énergie et l'efficacité énergétique et iii) le virage écologique de la production par l'augmentation des investissements dans des technologies de l'énergie propre, dont le soutien de la recherche sur les nouveaux procédés d'extraction des sables bitumineux, ainsi que le financement de projets qui réduisent le coût de séparation du CO₂ des autres émissions pour favoriser le captage et le stockage du carbone. Outre ce plan d'action, la stratégie énergétique provinciale dévoilée le 11 décembre 2008 devrait, entre autres, soutenir les grappes de valorisation, de raffinage et de pétrochimie existantes en Alberta et le marché énergétique de l'Alberta à l'échelle internationale, examiner les objectifs d'émission et les redevances de carbone appliquées aux grandes installations et promouvoir l'innovation en technologies de l'énergie en encourageant les investissements dans la recherche et le développement.

DIVIDENDES OU DISTRIBUTIONS

Depuis sa constitution, Questerre n'a versé aucun dividende et n'a fait aucune distribution sur ses actions ordinaires. Des dividendes ou des distributions sur ses actions ordinaires ne seront versées qu'à l'appréciation du conseil d'administration de Questerre compte tenu de la situation financière de Questerre et du contexte économique dans lequel elle exerce ses activités. On s'attend à ce qu'aucun dividende ou aucune distribution ne soient versés dans un avenir prévisible.

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

Le capital autorisé de la société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires, d'un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote de catégorie B (les « **actions de catégorie B** ») et d'un nombre illimité d'actions privilégiées, pouvant être émises en une ou plusieurs séries (les « **actions privilégiées** »). En date des présentes, 197 299 642 actions ordinaires étaient émises et en circulation, et aucune action privilégiée ni aucune action de catégorie B ne l'étaient. Le texte qui suit décrit les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions rattachés aux actions ordinaires, aux actions de catégorie B et aux actions privilégiées.

Actions ordinaires et actions de catégorie B

Les porteurs d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B ont le droit de recevoir les avis de convocation aux assemblées des actionnaires de la société, d'y assister et d'y exprimer une voix par action ordinaire ou par action de catégorie B, selon le cas, sauf s'il s'agit d'assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une catégorie d'actions particulière sont habilités à voter. En outre, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir les dividendes déclarés sur les actions ordinaires, sous réserve des droits des porteurs ayant priorité de rang sur les actions ordinaires, et les porteurs des actions de catégorie B ont le droit de recevoir les dividendes déclarés sur les actions de catégorie B, sous réserve des droits des porteurs d'actions ayant priorité de rang sur les actions de catégorie B. Les porteurs d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B ont le droit de recevoir en proportion le reliquat des biens de la société au moment de sa dissolution, et ce, sur un pied d'égalité avec les porteurs d'autres actions ordinaires et actions de catégorie B.

Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises à l'occasion en une ou plusieurs séries, chaque série se composant du nombre d'actions privilégiées établi par le conseil d'administration de la société, qui peut aussi fixer les désignations, droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions de chaque série d'actions privilégiées. À moins que les administrateurs ne précisent le contraire dans les statuts de modification désignant une série d'actions privilégiées, les porteurs de chaque série d'actions privilégiées n'ont pas le droit, à ce titre, de recevoir un avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni de voter à de telles assemblées, sauf si la Loi ABCA prévoit expressément le contraire. Les actions privilégiées de chaque série, en ce qui concerne le versement des dividendes et les distributions d'actifs en cas de liquidation ou de dissolution de la société, qu'elle soit volontaire ou forcée, ou toute autre distribution des actifs de la société entre ses actionnaires aux fins de la liquidation de ses affaires, ont priorité sur les actions ordinaires et les actions de catégorie B et sur toutes les autres actions de la société ayant, suivant leurs modalités, infériorité de rang par rapport aux actions privilégiées de cette série.

MARCHÉ POUR LES TITRES

Fourchette des cours et volume des opérations sur les actions ordinaires

Le tableau qui suit présente les cours vendeurs extrêmes publiés (qui ne sont pas nécessairement les cours de clôture) et les volumes des opérations sur les actions ordinaires de Questerre à la Bourse de Toronto et à la Bourse d'Oslo, publiés par des sources que Questerre estime fiables pour les périodes indiquées.

Bourse de Toronto

		Fourchette des cours (\$ CA)		Volume des opérations
		Haut	Bas	
2008				
	Janvier	0,95	0,49	8 066 103
	Février	0,53	0,41	4 116 894
	Mars	0,44	0,34	1 917 387
	Avril	2,45	0,42	90 954 908
	Mai	5,53	2,10	78 146 398
	Juin	6,43	3,25	46 403 655
	Juillet	3,85	2,88	25 566 688
	Août	3,48	1,96	27 019 928
	Septembre	3,55	1,70	38 996 998
	Octobre	2,19	1,10	26 951 459
	Novembre	2,32	1,43	19 485 566
	Décembre	2,14	1,42	14 550 494
2009				
	Janvier	2,19	1,49	11 281 684
	Février	1,68	0,85	11 054 792
	Mars (1 ^{er} au 30)	1,44	0,78	8 367 788

Bourse d'Oslo

		Fourchette des cours (NOK)		Volume des opérations
		Haut	Bas	
2008				
	Janvier	5,00	2,40	27 536 393
	Février	2,85	2,18	17 546 003
	Mars	2,36	1,65	23 419 786
	Avril	11,60	2,24	239 893 140
	Mai	27,80	10,70	149 840 270
	Juin	30,50	15,60	96 653 125
	Juillet	20,20	14,55	39 897 264
	Août	17,40	10,10	74 784 029
	Septembre	19,10	8,90	115 499 234
	Octobre	12,15	5,80	79 182 835
	Novembre	13,20	8,50	68 268 082
	Décembre	13,10	8,50	43 176 263
2009				
	Janvier	13,20	8,30	44 195 427
	Février	9,28	4,72	27 489 933
	Mars (1 ^{er} au 30)	7,75	4,65	45 817 345

VENTES ANTÉRIEURES

Le tableau qui suit présente, pour chaque catégorie de titres de la société qui est en circulation mais qui n'est pas inscrite à la cote d'un marché, le prix auquel les titres de la catégorie ont été émis au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 ainsi que le nombre de titres de la catégorie et la date d'émission des titres.

Catégorie de titres	Prix d'émission (\$)	Nombre de titres émis	Date d'émission
Options d'achat d'actions	0,45	5 785 000	22 février 2008
Options d'achat d'actions	0,39	10 000	26 mars 2008
Options d'achat d'actions	2,38	10 000	14 avril 2008
Options d'achat d'actions	3,05	25 000	5 mai 2008
Options d'achat d'actions	4,70	2 590 000	14 juin 2008
Options d'achat d'actions	4,40	15 000	16 juin 2008
Options d'achat d'actions	2,78	250 000	28 août 2008
Options d'achat d'actions	2,71	50 000	1 ^{er} septembre 2008
Options d'achat d'actions	1,56	150 000	6 octobre 2008
Options d'achat d'actions	1,34	150 000	29 octobre 2008
Options d'achat d'actions	1,60	10 000	12 novembre 2008

TITRES ENTIÉRCÉS ET TITRES ASSUJETTIS À DES RESTRICTIONS CONTRACTUELLES APPLICABLES AU TRANSFERT

En date des présentes, la société n'a aucun titre entiercé ou qui fait l'objet de restrictions contractuelles applicables au transfert.

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Le tableau qui suit présente les nom et lieu de résidence des administrateurs et dirigeants de la société, le poste qu'ils occupent auprès de la société, les périodes au cours desquelles ils ont été dirigeants ou administrateurs de la société et leurs fonctions principales au cours des cinq dernières années.

Nom et lieu de résidence	Postes occupés et date de nomination au poste de dirigeant ou d'administrateur	Principales fonctions au cours des cinq dernières années
Leslie R. Beddoes, Jr. ⁵⁾ Administrateur Victoria (Colombie-Britannique) Canada	Administrateur depuis novembre 2000	Consultant en prospection indépendant depuis 1997.
Michael R. Binnion Président, chef de la direction et administrateur Calgary (Alberta) Canada	Président, chef de la direction et administrateur depuis novembre 2000	Président, chef de la direction et administrateur de Questerre. Président et administrateur de TAC et de la société qui l'a remplacée, Terrenex, depuis octobre 1995.
Pierre Boivin Administrateur Montréal (Québec) Canada	Administrateur depuis août 2008	Président des Canadiens de Montréal, du Groupe Spectacles de Gillett et du Centre Bell depuis 1999.

Nom et lieu de résidence	Postes occupés et date de nomination au poste de dirigeant ou d'administrateur	Principales fonctions au cours des cinq dernières années
Russ Hammond ²⁾³⁾⁴⁾ Administrateur Londres, Angleterre	Administrateur depuis décembre 2000	Administrateur de ECO Recycling Systems Ltd., société de services environnementaux, depuis 2000. Homme d'affaires indépendant depuis 1986.
David G. Mallory ²⁾³⁾⁴⁾⁵⁾ Administrateur Calgary (Alberta) Canada	Administrateur depuis novembre 2000	Président de BLZ Energy Ltd., société fermée de prospection et de production depuis mai 2007. Chef des finances de Guardian Exploration Inc., société fermée de prospection et de production de septembre 2004 à mai 2006. Auparavant, chef des finances de Flowing Energy Corporation de septembre 2000 à mai 2004 et administrateur de mars 2001 à mai 2004. Chef des finances de Questerre de novembre 2000 à mars 2003 et administrateur depuis octobre 2001.
Peder N. Paus ²⁾³⁾⁴⁾ Administrateur Oslo, Norvège	Administrateur depuis décembre 2000	Homme d'affaires indépendant depuis 1995.
Bjorn I. Tonnessen ⁵⁾ Administrateur Oslo, Norvège	Administrateur depuis novembre 2007	Directeur général en Norvège et vice-président directeur, Expansion d'entreprise du Svenska Group, société fermée suédoise de prospection et de production depuis septembre 2007. Auparavant, analyste principal en énergie auprès de DnB NOR Markets ASA de janvier 2003 à juillet 2007.
Maria Rees Secrétaire générale Calgary (Alberta) Canada	Secrétaire générale depuis novembre 2000	Secrétaire générale de Questerre. Contrôleure de novembre 2000 à août 2006. Contrôleure et secrétaire générale de TAC et de la société qui l'a remplacée, Terrenex, depuis 1995 et administratrice depuis novembre 2000.
John Brodylo, géologue Vice-président, Exploration Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Exploration, depuis janvier 2004	Vice-président, Exploration, de Questerre, directeur de l'exploitation de la société de mars 2001 à janvier 2004.
Rick Tityk Vice-président, Terrains Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Terrains, depuis novembre 2005	Vice-président, Terrains, de Questerre, principal négociateur foncier auprès de Hunt Oil Company of Canada, Inc. de juillet 2003 à octobre 2005. Auparavant, agent foncier auprès de Star Oil & Gas Ltd. de juillet 2002 à avril 2003.
Peter Coldham, ing., MBA Vice-président, Ingénierie et exploitation Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Ingénierie et exploitation, depuis décembre 2005	Vice-président, Ingénierie et exploitation de Questerre, vice-président, Expansion des affaires, de Fortune Energy, Inc., société fermée de prospection et de production d'avril 2002 à novembre 2005.

Nom et lieu de résidence	Postes occupés et date de nomination au poste de dirigeant ou d'administrateur	Principales fonctions au cours des cinq dernières années
Jason D'Silva Chef des finances Calgary (Alberta) Canada	Chef des finances depuis 2005	Chef des finances de Questerre. Directeur, Relations avec les investisseurs, de Questerre depuis novembre 2000 et trésorier depuis mai 2003. Vice-président, Finances, depuis août 2004.
Paul Harrington Vice-président, Finances Calgary (Alberta) Canada	Vice-président, Finances, depuis octobre 2008	Vice-président, Finances, de Questerre. Auparavant, directeur, Information financière, de Zargon Energy Trust d'octobre 2005 à octobre 2008. De septembre 2001 à octobre 2005, employé au sein du groupe de vérification de PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Notes :

- 1) Le mandat de chaque administrateur expire la fin de la prochaine assemblée annuelle des actionnaires de Questerre ou jusqu'à sa démission conformément aux règlements de Questerre ou jusqu'à l'élection de son successeur.
- 2) Membre du comité de vérification qui doit être constitué en vertu de la Loi ABCA.
- 3) Membre du comité de gouvernance et de mise en candidature.
- 4) Membre du comité de rémunération.
- 5) Membre du comité des réserves.
- 6) Questerre n'a pas de comité de direction.

Les administrateurs et dirigeants de Questerre, en tant que groupe, détenaient à titre de propriétaires véritables, directement ou indirectement, 26 899 564 actions ordinaires, ou exerçaient un contrôle ou une emprise sur de telles actions, soit environ 14 % des actions ordinaires en circulation.

Les renseignements quant aux actions détenues à titre de propriétaire véritable, directement ou indirectement, ou sur lesquelles un contrôle ou une emprise est exercé, sont fondés sur des renseignements fournis à la société par les administrateurs et dirigeants respectifs en question.

INTERDICTIONS D'OPÉRATIONS, FAILLITES, AMENDES OU SANCTIONS

Aucun des administrateurs ou des membres de la haute direction de la société (ni aucune société de portefeuille personnelle d'une de ces personnes) n'est, en date de la présente notice annuelle, ni n'a été au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société (y compris la société), qui a fait l'objet d'une ordonnance d'interdiction d'opérations (y compris une ordonnance d'interdiction d'opérations visant la direction) ou d'une ordonnance semblable à une ordonnance d'interdiction d'opérations ou une ordonnance qui a refusé à la société en question le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation en valeurs mobilières, dans chaque cas qui a été en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs (collectivement, une « **ordonnance** ») qui a été rendue pendant que l'administrateur ou le membre de la haute direction exerçait cette fonction ou a fait l'objet d'une ordonnance qui a été rendue après que l'administrateur ou le membre de la haute direction ait cessé d'exercer cette fonction en raison d'un événement survenu pendant que l'administrateur ou le membre de la haute direction exerçait cette fonction.

À l'exception de ce qui est exposé aux présentes, aucun des administrateurs ou des membres de la haute direction de la société (ni aucune société de portefeuille personnelle d'une de ces personnes) ni aucun porteur de titres détenant suffisamment de titres de la société pour influencer

de façon importante sur le contrôle de la société n'est, en date de la présente notice annuelle ni n'a été au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, administrateur ou membre de la haute direction d'une société (y compris la société) qui, pendant que cette personne exerçait cette fonction, ou au cours de l'année suivant la cessation des fonctions de cette personne, a fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivie par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux ou a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite être nommé pour détenir ses actifs; ni n'a, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivie par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ou a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite être nommé pour détenir ses actifs.

À l'exception de MM. Boivin, Tonnessen, Harrington, Tityk et Coldham, tous les administrateurs et dirigeants actuels étaient administrateurs et/ou dirigeants de la société en 2004. MM. Binnion, Beddoes et Mallory sont également administrateurs de QBR. Le 1^{er} avril 2004, QBR a demandé et s'est vu accorder par le tribunal une ordonnance de protection contre les créanciers en vertu de la LACC. Le 23 juin 2004, Questerre s'est vu accorder une protection aux termes de la LACC et a été ajoutée comme requérante dans le cadre de l'instance en vertu de la LACC engagée par QBR. Le dépôt de cette requête a été fait, pour faciliter les plans des créanciers en vue du règlement de toutes les réclamations relatives à la réentrée d'un puits au champ de Beaver River en Colombie-Britannique (les « **plans de recouvrement des créanciers** »).

Le 9 août 2004, la société et QBR ont déposé les plans de recouvrement des créanciers qui ont été approuvés par la majorité requise des créanciers non garantis à des assemblées de créanciers de Questerre et de QBR tenues le 31 août 2004. Les plans de recouvrement des créanciers ont subséquemment été sanctionnés par le tribunal le 9 septembre 2004 et mis en œuvre peu après. Questerre et QBR sont ressorties de l'instance en protection judiciaire le 8 octobre 2004.

M. Russ Hammond et M^{me} Maria Rees sont tous les deux administrateurs de Magnus et de Magnus One Energy Corp. Le 18 juin 2008, Magnus et Magnus One ont demandé la protection en vertu de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (Canada). Aux assemblées des créanciers des entités de Magnus tenues le 30 septembre 2008, les créanciers ont approuvé une proposition de règlement des montants impayés. L'approbation judiciaire définitive de cette proposition devrait être obtenue au cours du premier semestre de 2009.

Aucun administrateur ni membre de la haute direction de la société (ni aucune société de portefeuille personnelle d'une de ces personnes) ni aucun actionnaire détenant un nombre suffisant des titres de la société pour influencer de façon importante sur le contrôle de la société ne s'est vu imposer soit des amendes ou des sanctions par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières, ni n'a conclu de règlement amiable avec celle-ci, soit toute autre amende ou sanction par un tribunal ou organisme de réglementation qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement.

COMITÉ DE VÉRIFICATION

En vertu du *Règlement 52-110 sur le comité de vérification*, la société est tenue d'inclure dans sa notice annuelle l'information requise en vertu de l'Annexe 52-110A1 à l'égard de son comité de vérification, y compris la charte du comité de vérification, la composition du comité de vérification et les honoraires versés au vérificateur externe. Ces renseignements sont fournis aux Appendices D et E des présentes.

DIRIGEANTS ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES

À l'exception de ce qui est indiqué aux présentes, la direction de la société n'est au courant d'aucun intérêt important, direct ou indirect, d'un administrateur ou d'un membre de la haute direction de la société, d'une personne ou d'une société qui détient en propriété véritable ou exerce un contrôle ou une emprise, directement ou indirectement, sur plus de 10 % des actions ordinaires en circulation de la société, ou d'une personne connue comme une personne ayant des liens avec l'une de ces personnes ou qui est membre du même groupe que l'une de ces personnes, dans une opération au cours des trois derniers exercices de la société, ou au cours de l'exercice courant et qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur la société.

M^{me} Rees ainsi que MM. Binnion, Hammond, Paus et D'Silva ont été administrateurs et/ou membres de la haute direction de Terrenex avant l'acquisition (l'« **acquisition de Terrenex** ») de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Terrenex (les **actions de Terrenex** ») par la société avec prise d'effet le 30 avril 2008. M. Binnion détenait 428 711 actions de Terrenex; M. Paus, 510 835; M^{me} Rees, 57 000; et M. D'Silva, 296 000. Aux termes de l'acquisition de Terrenex, les actions de Terrenex ont chacune été échangées contre 4,7 actions ordinaires. Les administrateurs et dirigeants de Terrenex ainsi que les personnes ayant respectivement un lien avec ceux-ci et les membres du même groupe respectifs que ceux-ci, en tant que groupe, détenaient, directement ou indirectement, ou contrôlaient, un total de 1 292 546 actions de Terrenex qui ont été échangées contre 6 074 967 actions ordinaires dans le cadre de l'acquisition de Terrenex.

AGENT DES TRANSFERTS AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions ordinaires de Questerre est la Société de fiducie Computershare du Canada, à ses bureaux principaux de Calgary, en Alberta.

CONTRATS IMPORTANTS

À l'exception des contrats conclus dans le cours normal des affaires, il n'existe aucun contrat important conclu par Questerre depuis le 1^{er} janvier 2002 et qui est encore en vigueur en date des présentes qui pourrait raisonnablement être considéré comme actuellement important.

EXPERTS INTÉRESSÉS

Il n'existe aucune personne physique ou morale dont la profession ou les activités confèrent une autorité à une déclaration qu'elle fait ou qui est désignée comme ayant élaboré ou attesté une déclaration, un rapport, une évaluation ou un avis qui est décrit ou inclus dans un document déposé ou mentionné dans un document déposé aux termes du Règlement 51-102 par

Questerre au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 ou lié à cet exercice, à l'exception de McDaniel, l'évaluateur des réserves qualifié indépendant de Questerre, et de PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., le vérificateur de Questerre. À la connaissance de Questerre, aucun des directeurs de McDaniel n'avait d'intérêts inscrits ou véritables, directs ou indirects, dans des titres ou d'autres biens de Questerre ou dans ceux de personnes ayant un lien avec Questerre ou de membres du même groupe que Questerre soit au moment où ils ont élaboré leur déclaration, rapport, évaluation ou avis, soit à tout moment ultérieur ou qu'ils doivent recevoir.

Les vérificateurs de la société sont PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l., comptables agréés, lesquels ont établi un rapport des vérificateurs indépendants daté du 23 mars 2009 à l'égard des états financiers consolidés de la société aux 31 décembre 2008 et 2007 et pour chacun des exercices terminés à ces dates. PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. a indiqué qu'elle est indépendante à l'égard de la société au sens des *Rules of Professional Conduct* de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta.

De plus, aucune des personnes physiques ou morales susmentionnées, ni aucun administrateur, dirigeant ou employé de l'une des personnes physiques ou morales susmentionnées, n'est ni ne devrait être élu, nommé ou employé en tant qu'administrateur, dirigeant ou employé de Questerre, d'une personne ayant un lien avec celle-ci ou d'un membre du même groupe que celle-ci.

CONFLITS

Il existe d'éventuels conflits d'intérêts dans lesquels les administrateurs et dirigeants de Questerre peuvent se trouver relativement aux activités de Questerre. En particulier, certains des administrateurs et des dirigeants de Questerre occupent des postes de dirigeants ou d'administrateurs auprès d'autres sociétés pétrolières et gazières dont les activités peuvent, à l'occasion, être en concurrence directe avec celles de Questerre ou d'entités qui peuvent, à l'occasion, fournir du financement à des concurrents de Questerre ou effectuer des investissements sous forme d'actions dans des concurrents de Questerre. Se reporter à la rubrique « Administrateurs et dirigeants ». Le cas échéant, les conflits seront assujettis à la procédure et aux recours prévus en vertu de la Loi ABCA. La Loi ABCA prévoit que si un administrateur a un intérêt dans un contrat ou une entente ou dans un projet de contrat ou d'entente, il doit s'abstenir de voter sur toute question à l'égard de ce contrat ou de cette entente, à moins que la Loi ABCA ne prévoie le contraire.

LITIGES

À la connaissance de la société, il n'existe aucun litige important pour la société auquel elle est ou était partie ou dont de ses biens font ou faisaient l'objet au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 non plus qu'un tel litige n'est envisagé, à l'exception de ce qui suit.

La société et QBR ont déposé une demande contre Veritas DGC Inc. et Veritas Energy Services Inc. alléguant violation d'un contrat et de diverses obligations concernant la prestation de services de traitement de données sismiques en 2005. Les demandereses réclament 28 millions de dollars. À l'heure actuelle, Questerre ne peut évaluer l'incidence de cette action en justice sur sa situation financière.

Corporation Recherche Capital a déposé contre Magnus une demande dans laquelle elle allègue violation de contrat. La demanderesse réclame 385 000 \$ plus les intérêts et les autres

mesures de redressement que le tribunal établit. Une défense a été déposée au début de 2008. À l'heure actuelle, Questerre ne peut évaluer l'incidence de cette action en justice sur sa situation financière.

Le 18 juin 2008, Magnus et sa filiale en propriété exclusive, Magnus One Energy Corp., ont demandé la protection en vertu de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (Canada). Magnus Energy est une filiale en propriété exclusive de Questerre. À des réunions des créanciers des entités Magnus tenues le 30 septembre 2008, les créanciers ont approuvé une proposition visant le règlement des montants impayés. L'approbation définitive de cette proposition par le tribunal devrait être obtenue au cours du premier semestre de 2009. Aucun rajustement n'a été apporté aux valeurs comptables des dettes en attendant l'obtention de cette approbation judiciaire.

MESURES RÉGLEMENTAIRES

À la connaissance de la société, il n'y a eu i) aucune amende ou sanction imposée à la société par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières au cours du dernier exercice de la société, ii) aucune amende ou sanction imposée à la société par un tribunal ou un organisme de réglementation et qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre des décisions en matière de placement ou iii) aucune entente de règlement conclue par la société devant un tribunal concernant la législation en valeurs mobilières ou avec une autorité en valeurs mobilières au cours du dernier exercice.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

On peut trouver des renseignements supplémentaires, notamment la rémunération des administrateurs et des dirigeants, les principaux porteurs de titres de la société et les intérêts d'initiés dans des opérations importantes dans la circulaire de sollicitation de procurations par la direction de la société devant être déposée en avril 2009 relativement à la dernière assemblée annuelle des actionnaires de la société. On peut trouver des renseignements financiers supplémentaires dans les états financiers comparatifs et le rapport de gestion de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. On peut trouver des renseignements supplémentaires concernant la société sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur le site Web de la société à l'adresse www.questerre.com.

On peut se procurer des exemplaires supplémentaires de la présente notice annuelle, des documents énumérés au paragraphe précédent, des états financiers intermédiaires publiés par la société et de tout autre document intégré par renvoi aux présentes en s'adressant à la secrétaire générale de la société à ses bureaux situés à la AMEC Place, 801, Sixth Avenue S.W., Suite 1650, Calgary (Alberta) T2P 3W2, par téléphone au 403-777-1185 ou par télécopieur au 403-777-1578.

APPENDICE A
ANNEXE 51-101A2
RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR DE
RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT

Au conseil d'administration de Questerre Energy Corporation (la « société ») :

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la société en date du 31 décembre 2008. Les données relatives aux réserves sont une estimation des réserves prouvées et probables et des produits d'exploitation nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2008, estimés au moyen de prix et 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 *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* (le « manuel COGE »), établi en collaboration avec la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société de 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 pour cent, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la société ayant fait l'objet de l'évaluation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, et indique les portions respectives de ces produits d'exploitation que nous avons évaluées, vérifiées et examinées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction de la société :

Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant	Date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves	Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs (M\$, avant impôts, taux d'actualisation de 10 %)			
			Vérification	Évaluation	Examen	Total
McDaniel & Associates Consultants Ltd.	23 février 2009	Canada	-	61 639 \$	-	61 639 \$

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 et sont conformes à celui-ci. Nous n'exprimons aucune opinion quant aux données relatives aux réserves que nous avons examinées mais que nous n'avons pas vérifiées ou évaluées.

6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour notre rapport dont il est fait mention au paragraphe 4 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à leur date d'établissement.
7. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants. Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

McDaniel & Associates Consultants Ltd.
2200, 255 – 5^e Avenue SO
Calgary (Alberta) T2P 3G6

Par : Signé « P. A. Welch »
P. A. Welch, ingénieur
Président et directeur général
Calgary (Alberta)

Date de la signature : 23 février 2009

APPENDICE B
ANNEXE 51-101A3
RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION
CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

La direction de Questerre Energy Corporation (la « société ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la société conformément à la réglementation des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves, qui constituent une estimation des réserves prouvées et probables et des produits d'exploitation nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2008, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.

Un évaluateur de réserves qualifié indépendant a évalué les données relatives aux réserves de la société. Les rapports de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant seront déposés auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le présent rapport.

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

- a) a examiné les procédures suivies par la société pour fournir l'information à l'évaluateur de réserves qualifié indépendant;
- b) a rencontré l'évaluateur de réserves qualifié indépendant dans le but de déterminer si on lui a imposé des restrictions limitant sa capacité de fournir un rapport sans restriction;
- c) 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 procédures suivies par la société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration, sur recommandation du comité des réserves, a approuvé :

- a) le contenu de l'Annexe 51-101A1, qui comprend les données relatives aux réserves et d'autres informations concernant le pétrole et le gaz, et le dépôt de celle-ci auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt de l'Annexe 51-101A2, qui est le rapport de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant 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 peuvent être importants. Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération.

(signé) « Michael Binnion »
Michael Binnion
Président et chef de la direction

(signé) « Peter Coldham »
Peter Coldham
Vice-président, Ingénierie et exploitation

(signé) « David Mallory »
David Mallory
Administrateur

(signé) « Les Beddoes, Jr. »
Les Beddoes, Jr.
Administrateur

Le 30 mars 2009

APPENDICE C

DÉFINITIONS UTILISÉES POUR LES CATÉGORIES DE RÉSERVES

Les définitions de réserves qui suivent sont énoncées par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières dans le Règlement 51-101 (Norme canadienne 51-101; dans la partie 2 de l'Annexe 1 de l'instruction complémentaire 51-101CP) en référence au manuel COGE.

Catégories de réserves

Les réserves sont les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on compte pouvoir récupérer de gisements connus, à partir d'une date donnée, en fonction de ce qui suit :

- l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et techniques;
- l'utilisation de la technologie connue;
- des conditions économiques précises¹ qui sont généralement acceptées comme étant raisonnables, et qui doivent être communiquées.

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

Réserves prouvées

Réserves prouvées : réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer; il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.

Réserves probables

Réserves probables : réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées; il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

Réserves possibles

Réserves possibles : réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves probables; il est peu probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures à la somme des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves possibles estimatives.

On trouvera à la section 5.5 du manuel COGE d'autres critères s'appliquant au classement des réserves.

Statut de mise en valeur et de production

Chacune des catégories de réserves (prouvées, probables et possibles) peut être subdivisée selon que les réserves sont mises en valeur ou non mises en valeur.

Réserves mises en valeur

Réserves mises en valeur : réserves qu'on compte récupérer par l'entremise de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations déjà montées, dont la

¹ Aux fins du Règlement 51-101, les principales hypothèses économiques seront les prix et les coûts utilisés dans les estimations, notamment :

(a) les prix et les coûts constants le dernier jour de l'exercice financier de l'émetteur assujetti;

(b) les prix et les coûts prévisionnels.

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 subdivisées selon qu'elles sont exploitées ou inexploitées.

Réserves mises en valeur exploitées

Réserves mises en valeur exploitées : réserves qu'on compte récupérer d'intervalles de complétion ouverts au moment de l'estimation; ou bien ces réserves sont exploitées actuellement, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en route antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.

Réserves mises en valeur inexploitées

Réserves mises en valeur inexploitées : 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.

Réserves non mises en valeur

Réserves non mises en valeur : réserves qu'on compte récupérer à partir 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, probables, possibles) à laquelle elles sont attribuées.

Dans les gisements multipuits, il peut convenir de répartir les réserves totales du gisement entre les catégories réserves mises en valeur et réserves non mises en valeur ou de subdiviser les réserves mises en valeur du gisement en réserves mises en valeur exploitées et réserves mises en valeur inexploitées. Cette répartition doit se fonder sur l'appréciation que fait l'auteur des estimations des réserves qui seront récupérées des puits particuliers, sur les installations et intervalles de complétion pour le gisement ainsi que sur le stade où se trouvent les réserves, mises en valeur ou en production.

Niveaux de certitude à l'égard des réserves présentées

Les niveaux de certitude qualitatifs auxquels font référence 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 au niveau le plus élevé d'estimations d'entités individuelles pour laquelle les estimations de réserves sont présentées). Les réserves présentées devraient viser les niveaux de certitude suivants selon un ensemble donné de conditions économiques :

- il existe une probabilité d'au moins 90 pour cent que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures aux réserves prouvées estimatives;
- il existe une probabilité d'au moins 50 pour cent que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives;
- il existe une probabilité d'au moins 10 pour cent que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à la somme des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves possibles estimatives.

Une mesure quantitative des niveaux de certitude à l'égard des estimations établies pour des catégories de réserves différentes est souhaitable afin d'offrir une

compréhension plus claire des risques et des incertitudes. Toutefois, la majorité des estimations des réserves seront élaborées en utilisant des méthodes déterministes qui ne fournissent pas une mesure quantitative de la probabilité établie mathématiquement. En principe, il ne devrait y avoir aucune différence entre les estimations établies à l'aide de méthodes probabilistes et déterministes.

Des précisions supplémentaires sur les niveaux de certitude se rattachant aux estimations des réserves et sur l'effet de leur regroupement figurent à la section 5.5.3 du manuel COGE.

L'inclusion de ces lignes directrices signifie que les réserves prouvées totales de la société reflètent une estimation conservatrice et que les réserves prouvées et probables représentent la « meilleure estimation » actuelle des quantités de pétrole et de gaz qui seront récupérées.

APPENDICE D

RENSEIGNEMENTS SUR LE COMITÉ DE VÉRIFICATION REQUIS DANS LA NOTICE ANNUELLE

Mandat et attributions du comité de vérification

Le mandat et les attributions du comité de vérification du conseil d'administration sont joints aux présentes en Appendice E.

Composition du comité de vérification

Le tableau qui suit présente les noms de chaque membre actuel du comité de vérification, si ce membre est indépendant, s'il possède des compétences financières ainsi que sa formation et son expérience pertinentes :

Nom	Indépendance	Compétences financières	Formation et expérience pertinentes
David G. Mallory, président	Oui	Oui	M. Mallory est actuellement président et chef de la direction de BLZ Energy Ltd., société fermée d'exploration et de production établie à Calgary (Alberta). De décembre 2004 à mai 2006, M. Mallory a été chef des finances de Guardian Exploration Inc., société ouverte d'exploration et de production pétrolière et gazière. De novembre 2000 à mai 2004, il a été chef des finances et administrateur de Flowing. De 1997 à 1999, M. Mallory a été chef des finances d'Oxbow Equities Corp., société ouverte de placement inscrite à la cote de la Bourse de Toronto. Auparavant, il travaillait pour TransAlta Utilities Corporation, l'une des plus importantes sociétés de services publics au Canada. Au nombre des postes occupés au sein de TransAlta figurent ceux de directeur, Vérification interne, Comptabilité et Financement de projets, et contrôleur. M. Mallory est titulaire d'un baccalauréat en administration des affaires de l'Université du Nouveau-Brunswick et il a le titre de comptable agréé.
Russ Hammond	Oui	Oui	M. Hammond est un homme d'affaires indépendant qui compte plus de 30 ans d'expérience dans la fourniture de capital de risque à des entreprises dans les secteurs des ressources naturelles et de l'énergie. M. Hammond est aussi administrateur d'Eco Recycling Systems Ltd., société de services environnementaux depuis 2000.

Nom	Indépendance	Compétences financières	Formation et expérience pertinentes
			M. Hammond est administrateur de Tethys Petroleum Ltd., société énergétique indépendante qui exerce ses activités en Asie centrale depuis 2006. De 1995 à 2008, M. Hammond a été président du conseil d'administration de Terrenex et de la société qui l'a remplacée. De juillet 1998 à décembre 2008, il a été administrateur de CanArgo Energy Corporation et, de 1991 à 1998, il a été administrateur de Cadiz Inc., société de développement de l'agriculture et de l'eau. M. Hammond est travailleur autonome depuis 1986. De 1974 à 1985, il a été associé d'une maison de courtage britannique, W. Greenwell & Co., et, de 1985 à 1986, il a été administrateur délégué de Greenwell-Montague Securities après l'acquisition de cette maison par la Midland Bank. M. Hammond est titulaire d'un baccalauréat en économie de l'Université Cambridge.
Peder N. Paus	Oui	Oui	M. Paus est actuellement administrateur et président du conseil d'administration de Dora AS, société fermée norvégienne de développement immobilier. Il a aussi été administrateur de Terrenex Ltd. et de la société qui l'a remplacée, société ouverte de placement qui était un actionnaire important de la société. De 1998 à 2004, il a été administrateur de Flowing Energy Corporation, petite société d'exploration et de production exerçant ses activités en Alberta et, de juin 1998 à juin 2001, il a été administrateur de CanArgo Energy Corporation, société intégrée d'exploration et de production exerçant ses activités en République de Géorgie. De 1981 à 1995, M. Paus a été chef de la direction de North Venture Ltd., société d'expertise-conseil en transport de marchandises et extraterritoriale établie à Londres (Angleterre). En cette qualité, il a participé à la restructuration de nombreuses grandes sociétés fermées, y compris la division de transport réfrigéré de PPI-Del Monte Fresh Produce B.V. Au cours de cette période, M. Paus a aussi été mandaté à titre de consultant spécial du ministère de la Défense de la Grande-Bretagne et du

Nom	Indépendance	Compétences financières	Formation et expérience pertinentes
			ministère des Garanties des crédits à l'exportation du gouvernement britannique. M. Paus possède aussi une vaste expérience dans le secteur du financement bancaire et international. Il a été directeur général, membre du comité de direction et du conseil d'administration de Manufacturers Hanover Limited et vice-président de Manufacturers Hanover Corporation, l'une des principales banques américaines des années 1970 et du début des années 1980. Il a aussi été chef de la division scandinave de Manufacturers Hanover Trust Co. M. Paus est titulaire d'un baccalauréat en administration des affaires de l'Université de Californie à Berkeley qu'il a obtenu en 1971. M. Paus a été élu administrateur de la société en décembre 2000.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la société ne s'est prévaluée d'aucune dispense des articles 2.4, 3.2, 3.4 ou 3.5 ni d'aucune autre dispense prévue au Règlement 52-110.

Politiques et procédures d'approbation préalable

En date des présentes, le comité de vérification n'a pas adopté de politiques ou de procédures précises à l'égard de la prestation de services non liés à la vérification en faveur de la société.

Honoraires pour les services du vérificateur externe

Honoraires de vérification

Le total des honoraires facturés par notre vérificateur externe au cours des deux derniers exercices pour des services de vérification s'établissait à 103 750 \$ en 2007 et à environ 80 000 \$ en 2008.

Honoraires pour services liés à la vérification

Le total des honoraires facturés au cours des deux derniers exercices pour des services de certification et des services connexes par le vérificateur externe qui sont raisonnablement liés à l'exécution de la vérification ou de l'examen des états financiers de la société et qui ne sont pas compris dans les honoraires visés à la rubrique « Honoraires de vérification » ci-dessus s'établissait à 48 000 \$ en 2007 et à environ 131 500 \$ en 2008.

Honoraires pour services fiscaux

Le total des honoraires facturés au cours de chacun des deux derniers exercices pour les services professionnels rendus par le vérificateur externe de la société en matière de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de planification fiscale s'est établi à néant en 2007 et à 16 000 \$ en 2008.

Autres honoraires

Le total des honoraires facturés au cours de chacun des deux derniers exercices pour les produits et services fournis par les vérificateurs de la société, autres que les services susmentionnés, s'établissait à 9 800 \$ en 2007 et à 64 900 \$ en 2008. Les honoraires pour 2007 concernent l'établissement de rapports financiers prévus par la loi pour les dépenses engagées dans les basses terres et la procédure de contrôle diligent. En 2008, ces honoraires concernent les frais de traduction du prospectus simplifié de la société, d'évaluation de la conception du contrôle interne et des conseils en matière de documentation et de comptabilité en vue de l'acquisition de Terrenex.

APPENDICE E MANDAT ET ATTRIBUTIONS DU COMITÉ DE VÉRIFICATION

RÈGLES

A. Composition et processus

- 1) Le comité de vérification se compose d'un minimum de trois administrateurs qui doivent tous être indépendants au sens du *Règlement 52-110 sur le comité de vérification* (le « Règlement 52-110 »). Un membre indépendant du comité de vérification est un membre qui n'a pas de relation importante directe ou indirecte avec la société. Une relation importante s'entend d'une relation dont le conseil d'administration pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'elle nuise à l'indépendance du jugement du membre. Aux termes du Règlement 51-110, une personne physique qui est ou a été, ou dont un membre de la famille est ou a été :
 - i) dirigeant ou employé de la société, d'une filiale ou d'un membre du même groupe;
 - ii) un membre du même groupe que l'actuel ou ancien vérificateur interne/externe de la société, un salarié ou un employé de ce vérificateur;
 - iii) membre de la haute direction d'une entité si les dirigeants actuels de la société siègent ou ont siégé au comité de la rémunération de cette entité;
 - iv) une personne qui accepte ou a accepté des honoraires de consultation, de conseil ou d'autres honoraires de l'émetteur ou d'une filiale de la société;
 - v) une personne qui membre du même groupe que la société ou une filiale de la société;est considérée comme ayant une relation importante avec la société à moins que le délai prescrit par le Règlement 52-110 ne soit écoulé.
- 2) Les membres siègent pour des mandats de un an et peuvent siéger pour des mandats consécutifs, lesquels sont encouragés afin d'assurer la continuité de l'expérience.
- 3) Le président du comité est nommé par le conseil d'administration pour un mandat de un an et il peut siéger pour n'importe quel nombre de mandats consécutifs.
- 4) Tous les membres du comité de vérification doivent posséder des compétences financières. Les compétences financières sont la capacité de lire et de comprendre un bilan, un état des résultats et un état des flux de trésorerie qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparable à ceux des états financiers de la société.
- 5) Après avoir consulté la direction ainsi que le vérificateur externe et le vérificateur interne (le cas échéant), le président du comité établit l'ordre du jour des réunions et il s'assure que des documents relatifs à l'ordre du jour soigneusement préparés soient remis aux

membres suffisamment de temps avant la réunion pour qu'ils les étudient. Un avis de convocation à toutes les réunions du comité de vérification est transmis au vérificateur externe. Le comité de vérification peut recourir à une liste de questions et de considérations préétablie dans le cadre de son processus d'examen et d'évaluation.

- 6) Le comité de vérification se réunit au moins quatre fois par année et il peut convoquer des réunions extraordinaires au besoin. Le quorum aux réunions du comité de vérification consiste en son président et un de ses autres membres ou le président du conseil d'administration. Le comité de vérification peut tenir ses réunions et les membres du comité de vérification peuvent assister aux réunions par conférence téléphonique si cela est jugé opportun.
- 7) Le procès-verbal des réunions du comité de vérification doit consigner fidèlement les décisions qui ont été prises et il doit être remis aux membres du comité de vérification avec copie au conseil d'administration, au chef de la direction, au chef des finances et au vérificateur externe.
- 8) Le comité de vérification examine, avant leur présentation au conseil d'administration et leur diffusion, tous les renseignements financiers importants requis par les règlements sur les valeurs mobilières.
- 9) Le comité de vérification s'informe des réclamations éventuelles, des cotisations et des autres obligations éventuelles.
- 10) Le comité de vérification examine périodiquement avec la direction les politiques d'amortissement, de provision pour pertes et les autres politiques comptables pour en évaluer le caractère convenable et l'uniformité.
- 11) Le conseil d'administration révisé les règles du comité de vérification chaque année.

B. Pouvoirs

- 12) Le comité de vérification est nommé par le conseil d'administration aux termes de la loi intitulée *Business Corporations Act* (Alberta) et des règlements de la société.
- 13) La haute direction assume la responsabilité principale de l'information financière, des systèmes comptables et des contrôles internes de la société sous la supervision du conseil d'administration. Le comité de vérification est un comité permanent du conseil d'administration mis sur pied pour l'aider à s'acquitter de ses responsabilités à cet égard. Le comité de vérification est chargé de superviser les rapports de la direction sur les contrôles internes. Même s'il incombe à la direction de concevoir et de mettre en œuvre un système efficace de contrôle interne, il incombe au comité de vérification de s'assurer que la direction le fasse.
- 14) Le comité de vérification a un accès illimité au personnel et aux documents de la société et il se voit accorder les ressources nécessaires pour exercer ses responsabilités.
- 15) Le comité de vérification dispose de voies de communication directes avec les vérificateurs internes (le cas échéant) et les vérificateurs externes pour discuter de

questions précises et les examiner au besoin.

- 16) Le comité de vérification a le pouvoir de mandater des conseillers juridiques indépendants et d'autres conseillers selon ce qu'il juge nécessaire à l'exercice de ses fonctions.
- 17) Le comité de vérification fixe et verse la rémunération de tous les conseillers mandatés par le comité de vérification.

C. Relations avec les vérificateurs externes

- 18) Un vérificateur externe doit relever directement du comité de vérification.
- 19) Le comité de vérification est directement responsable de la supervision du travail du vérificateur externe, y compris le règlement des différends entre la direction et le vérificateur externe au sujet de l'information financière.
- 20) Le comité de vérification doit mettre en œuvre des structures et des procédures pour s'assurer qu'il rencontre le vérificateur externe régulièrement hors de la présence des membres de la direction.

D. Systèmes comptables, contrôles internes et procédures

- 21) Le comité de vérification obtient une assurance raisonnable à partir de discussions avec la direction et/ou de rapports de celle-ci et de rapports des vérificateurs externes que les systèmes comptables sont fiables et que les contrôles internes prescrits fonctionnent efficacement pour la société et ses filiales et les membres de son groupe.
- 22) Le comité de vérification procède à un examen pour s'assurer qu'à sa satisfaction des procédures convenables sont en place pour l'examen de la divulgation par la société de renseignements financiers extraits ou tirés des états financiers de la société et il évalue périodiquement le caractère convenable de ces procédures.
- 23) Le comité de vérification examine avec le vérificateur externe la qualité et non seulement le caractère acceptable des principes comptables de la société.
- 24) Le comité de vérification ordonne des examens par le vérificateur externe dans des domaines particuliers.
- 25) Le comité de vérification examine les faiblesses relevées par les vérificateurs externes ainsi que la réponse de la direction.
- 26) Le comité de vérification examine avec les vérificateurs externes leur opinion sur les compétences et le rendement des principaux dirigeants financiers et comptables.
- 27) Afin de préserver l'indépendance du vérificateur externe, le comité de vérification :
 - i) recommande au conseil d'administration le vérificateur externe à nommer;
 - ii) recommande au conseil d'administration la rémunération relative au mandat du

vérificateur externe;

- iii) examine et approuve au préalable tous les mandats pour des services non liés à la vérification devant être fournis par le vérificateur externe ou les membres de son groupe ainsi que les honoraires estimatifs et examine l'incidence de ces mandats sur l'indépendance du vérificateur externe.
- 28) Le comité de vérification examine avec la direction et avec le vérificateur externe tous les changements proposés dans des politiques comptables importantes, la présentation et l'incidence des risques et des incertitudes d'importance ainsi que les estimations et les jugements principaux de la direction qui sont susceptibles d'être importants pour l'information financière.
- 29) Le comité de vérification établit des procédures pour la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par la société au sujet de questions comptables, de contrôles comptables internes ou de vérification et la présentation confidentielle sous le couvert de l'anonymat par des employés de la société de préoccupations concernant des questions douteuses en matière de comptabilité ou de vérification.
- 30) Le comité de vérification établit une procédure d'examen périodique pour s'assurer que le vérificateur externe se conforme au régime du Conseil canadien sur la reddition de comptes aux termes du *Règlement 52-108 sur la surveillance des vérificateurs*.
- 31) Le comité de vérification examine et approuve les politiques d'embauche de la société à l'égard des actuels et anciens associés et employés de l'actuel ou ancien vérificateur de la société.

E. Responsabilités prévues par les lois et les règlements

- 32) Information financière annuelle – le comité de vérification examine les états financiers annuels vérifiés, y compris la lettre aux actionnaires et les communiqués de presse connexes et il en recommande l'approbation au conseil d'administration après avoir discuté de questions telles que le choix des politiques comptables (et des changements à y apporter), les importants jugements comptables, les comptes de régularisation et les estimations avec la direction et le vérificateur externe.
- 33) Rapport annuel – le comité de vérification examine la rubrique du rapport de gestion et toutes les autres rubriques pertinentes du rapport annuel pour assurer l'uniformité avec tous les renseignements financiers inclus dans le rapport annuel.
- 34) États financiers intermédiaires – le comité de vérification examine les états financiers intermédiaires trimestriels, y compris la lettre aux actionnaires et les communiqués de presse connexes et il en recommande l'approbation au conseil.
- 35) Projections/prévisions sur les bénéfices - le comité de vérification examine les renseignements financiers prévisionnels et les énoncés prospectifs.

- 36) Le comité de vérification examine les états financiers, le rapport de gestion et les communiqués de presse sur les bénéfices de la société avant que celle-ci ne les divulgue au public.

F. Rapports

- 37) Le comité de vérification transmet, par l'intermédiaire de son président, un rapport au conseil d'administration après chaque réunion sur les discussions importantes tenues par le comité et sur les décisions importantes qu'il a prises.
- 38) Le comité de vérification transmet chaque année au conseil d'administration un rapport sur les responsabilités du comité et sur la façon dont il s'en est acquitté.
- 39) Le comité de vérification examine les règles du comité chaque année et il recommande des modifications au conseil d'administration.

G. Autres responsabilités

- 40) Le comité de vérification fait enquête sur les fraudes, les actes illégaux ou les conflits d'intérêts.
- 41) Le comité de vérification discute de questions choisies avec les conseillers juridiques de l'entreprise ou le vérificateur externe ou encore la direction.