



NOTICE ANNUELLE

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011

En date du 21 mars 2012

TABLE DES MATIÈRES

Définitions	5
Abréviations et conversion	8
Note particulière concernant les énoncés prospectifs	9
Surge Energy Inc.	10
Généralités	10
Développement général de l'activité	11
Généralités	11
2009	11
2010	12
La restructuration	12
Nouvelle équipe de direction	13
Financement par voie de prospectus	13
Acquisition de Corinthian et de Crystal Lake	13
Modification de la dénomination sociale	14
Acquisition des éléments d'actif de Valhalla	14
Placement de reçus de souscription	14
2011 et 2012 jusqu'à ce jour	15
Description de l'activité	16
Stratégie de l'entreprise	16
Concurrence	17
Facteurs saisonniers	17
Réglementation environnementale	17
Personnel	18
Principaux terrains producteurs	18
Relevé des données relatives aux réserves	19
Relevé des réserves de pétrole et de gaz – prix et coûts prévisionnels	20
Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs – prix et coûts prévisionnels	20
Information supplémentaire concernant les produits des activités ordinaires nets futurs – prix et coûts prévisionnels (non actualisés)	21
Produits des activités ordinaires nets futurs par groupe de production – prix et coûts prévisionnels	22
Hypothèses de prix – prix et coûts prévisionnels	22
Variations des réserves	22
Autre information concernant les données relatives aux réserves	24
Réserves non développées	24
Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves	24
Frais de développement futurs	25
Autre information concernant le pétrole et le gaz	26
Puits de pétrole et de gaz	26
Terrains sans réserves attribuées	26
Autre information concernant les coûts d'abandon et de remise en état	26
Horizon fiscal	26
Frais engagés	27
Activité de forage	27
Dépenses en immobilisations prévues	27
Production estimative	28
Production antérieure	28
Volume de production quotidien moyen	28
Prix reçus, redevances payées, frais de production et rentrées nettes – Pétrole brut	28
Prix reçus, redevances payées, frais de production et rentrées nettes – Gaz naturel	29
Prix reçus, redevances payées, frais de production et rentrées nettes – Combiné	29

Volume de production par champ	29
Capital-actions	30
Actions ordinaires	30
Actions privilégiées	30
Politique en matière de dividendes	30
Titres entiercés.....	30
Marché pour la négociation des titres	30
Administrateurs et dirigeants	31
Ordonnances d'interdiction d'opérations	34
Faillites.....	34
Amendes ou sanctions.....	35
Conflits d'intérêts	35
Comité d'audit	35
Composition, règles et examen des services du comité d'audit	35
Formation et expérience des membres.....	36
Honoraires pour les services des auditeurs externes.....	37
Contexte de l'industrie	38
Fixation des prix et commercialisation du pétrole	38
Capacité pipelinière	39
L'Accord de libre-échange nord-américain	39
Redevances et mesures incitatives provinciales	39
Généralités	39
Alberta	40
Colombie-Britannique	41
Régime foncier	43
Réglementation en matière de protection de l'environnement	43
Facteurs de risque	44
Risques relatifs à l'exploitation.....	44
Gaz naturel corrosif	45
Fracturation hydraulique	45
Estimations de réserves.....	46
Remplacement des réserves.....	46
Incapacité éventuelle à tirer les avantages escomptés des acquisitions récentes et futures.....	46
Accès aux services	46
Risques liés aux acquisitions.....	47
Conjoncture du marché.....	47
Réglementation et concurrence du secteur	47
Instabilité des cours et des marchés du pétrole et du gaz naturel.....	48
Fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt.....	48
Volatilité des cours des titres cotés en bourse.....	49
Importants besoins en capital et liquidités	49
Émission de titres d'emprunt	49
Préoccupations écologiques.....	49
Coûts d'abandon et de remise en état	50
Risque lié à la solvabilité de tiers.....	51
Retard dans la réception des montants en espèces et solvabilité des contreparties	51
Dilution	51
Valeur de l'actif net	51
Dépendance à l'égard de la direction.....	51
Permis et licences	51
Titres de propriété des terrains.....	52
Revendications autochtones	52

Questions d'ordre interne	52
Omission de respecter les conditions d'inscription des actions ordinaires	52
Structure de la société	52
Changements apportés à la législation.....	52
Poursuites et application de la loi	52
Membres de la direction et autres personnes intéressés dans des opérations importantes.....	53
Auditeur, agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres.....	53
Intérêt des experts	53
Contrats importants	54
Renseignements complémentaires	54

DÉFINITIONS

Sauf si le contexte ne commande une interprétation contraire, les termes qui suivent ont le sens qui leur est donné ci-dessous lorsqu'ils sont employés dans la présente notice annuelle. Certains autres termes et abréviations employés aux présentes, mais qui n'y sont pas par ailleurs définis, le sont dans la Norme canadienne 51-101 ou le manuel COGE et, sauf si le contexte n'exige une interprétation contraire, ont le même sens qui leur est donné dans la Norme canadienne 51-101 ou le manuel COGE.

« **771129** » : 771129 Alberta Ltd., société par actions constituée sous le régime de la LSAA et filiale en propriété exclusive de la société;

« **744997** » : 744997 Alberta Ltd., société par actions constituée sous le régime de la LSAA qui a été remplacée par la société par voie de fusion;

« **actions privilégiées** » : les actions privilégiées de la société;

« **actions de Corinthian** » : les actions ordinaires de Corinthian;

« **actions ordinaires** » : les actions ordinaires de la société;

« **acquisition de Corinthian** » : l'acquisition indirecte par la société le 9 juillet 2010 de toutes les actions émises et en circulation de Corinthian;

« **acquisition de Crystal Lake** » : l'acquisition indirecte par la société le 19 juillet 2010, de la totalité des actions émises et en circulation de Crystal Lake;

« **acquisition des éléments d'actif de Valhalla** » : l'acquisition par la société des éléments d'actif de Valhalla du vendeur en vertu de la convention d'achat de Valhalla qui a été réalisée le 1^{er} novembre 2010;

« **ALENA** » : l'Accord de libre-échange nord-américain;

« **bon de souscription lié au rendement** » : un bon de souscription d'actions ordinaires conférant à son porteur le droit d'acheter une action ordinaire au prix de 5,17 \$ pour une période de cinq ans, émis dans le cadre du placement privé qui a eu lieu en même temps que la restructuration;

« **Bourse de croissance TSX** » : la Bourse de croissance TSX;

« **Bourse de Toronto** » : la Bourse de Toronto;

« **Breaker** » : Breaker Energy Ltd., société pétrolière et gazière cotée en bourse acquise par NAL Oil & Gas Trust en décembre 2009;

« **comité d'audit** » : le comité d'audit de la société;

« **conseil d'administration** » ou « **conseil** » : le conseil d'administration de la société;

« **convention d'achat de Valhalla** » : la convention définitive d'achat et de vente datée du 22 septembre 2010 intervenue entre la société et le vendeur relative à l'acquisition par la société des éléments d'actif de Valhalla;

« **convention de restructuration** » : la convention de placement et de restructuration datée du 24 mars 2010 intervenue entre la société et P. Daniel O'Neil, Maxwell Lof, Daniel C. Brown et Paul Colborne;

« **convention d'acquisition de Corinthian** » : la convention intervenue entre la société et Corinthian en date du 21 juin 2010 aux termes de laquelle la société a convenu d'acquérir la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de Corinthian à raison de 0,4 action ordinaire de la société pour chaque action ordinaire de Corinthian pour une contrepartie totale d'environ 16 millions d'actions ordinaires;

« **convention d'acquisition de Valhalla** » : l'acquisition des éléments d'actif de Valhalla par la société du vendeur en vertu de la convention d'achat de Valhalla qui a été réalisée le 1^{er} novembre 2010;

« **convention visant les reçus de souscription** » : la convention visant les reçus de souscription datée du 20 octobre 2010 intervenue entre la société, Olympia Trust Company, à titre d'agent d'entiercement, et un syndicat de preneurs fermes, régissant les modalités et conditions des reçus de souscription;

« **Corinthian** » : Corinthian Energy Corp., constituée à l'origine sous le régime de la LSAA et fusionnée avec une filiale en propriété exclusive de la société pour former Breaker Resources Ltd.;

« **Crystal Lake** » : Crystal Lake Resources Inc., constituée sous le régime de la LSAA et fusionnée avec une filiale en propriété exclusive de la société pour former Breaker Resources Ltd.;

« **éléments d'actif de Valhalla** » : a le même sens que celui attribué au terme « assets » (éléments d'actif) dans la convention d'achat de Valhalla;

« **facilité de crédit** » : la facilité de crédit à terme renouvelable, prorogable de 150 millions de dollars de la société consentie par une banque canadienne et portant intérêt au taux bancaire;

« **Loi de l'impôt** » : la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada), L.R.C. 1985, ch. 1 (5^e suppl.), en sa version modifiée, y compris ses règlements d'application;

« **LSAA** » : la loi intitulée *Business Corporations Act*, R.S.A. 2000, c. B-9, en sa version modifiée;

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

« **Norme canadienne 51-101** » : la *Norme canadienne 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*;

« **notice annuelle** » : la présente notice annuelle;

« **offre de 2008** » : l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités annoncée par la société en juin 2008 par l'intermédiaire de la Bourse de croissance TSX visant le rachat aux fins d'annulation d'un maximum de 864 329 actions ordinaires;

« **placement** » : le placement privé visant 8 001 000 reçus de souscription au prix de 5,25 \$ le reçu de souscription réalisé le 20 octobre 2010;

« **programme de transition** » : le programme de redevances de transition facultatif sur cinq ans annoncé par le gouvernement de l'Alberta les 19 novembre 2008 et 24 novembre 2008;

« **rapport de Sproule** » : le rapport technique indépendant daté du 29 février 2012 et établi en date du 31 décembre 2011, rédigé par Sproule et évaluant les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables aux terrains de la société;

« **reçus de souscription** » : les reçus de souscription de la société qui ont été émis en vertu du placement et de la convention visant les reçus de souscription;

« **restructuration** » : le remplacement des dirigeants et des administrateurs et le placement privé de la société effectué conformément à la convention de restructuration;

« **société en commandite** » : Zapata Limited Partnership, constituée conformément aux lois de la province de l'Alberta et dissoute le 2 janvier 2011;

« **société** » ou « **Surge** » : Surge Energy Inc., société par actions fusionnée en vertu de la LSAA;

« **Sproule** » : Sproule Associates Limited, ingénieurs indépendants spécialisés en gisements de pétrole et de gaz naturel;

« **unités** » : les unités émises en vertu du placement privé qui a eu lieu en même temps que la restructuration, chaque unité étant constituée d'une action ordinaire et d'un bon de souscription lié au rendement;

« **unités accréditives** » : les unités émises en vertu d'un placement privé qui a eu lieu en même temps que la restructuration, dont chaque unité est composée d'une action ordinaire émise à titre d'action accréditive conformément à la Loi de l'impôt et d'un bon de souscription lié au rendement;

« **vendeur** » : les vendeurs des éléments d'actif de Valhalla en vertu de la convention d'achat de Valhalla.

ABRÉVIATIONS ET CONVERSION

Dans la présente notice annuelle, les abréviations répertoriées ci-dessous ont les significations suivantes :

Pétrole et liquides du gaz naturel		Gaz naturel	
b	baril(s)	kpi ³	millier de pieds cubes
kb	millier de barils	Mpi ³	million de pieds cubes
Mb	million de barils	kpi ³ /j	millier de pieds cubes par jour
kbrs	1 000 barils en réservoir de stockage	Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
b/j	barils par jour	MBtu	million d'unités thermales britanniques
LGN	liquides du gaz naturel	Gpi ³	milliard de pieds cubes
brs	baril en réservoir de stockage	GJ	gigajoule

Autres

AECO	installation de stockage de gaz naturel située à Suffield, en Alberta
API	American Petroleum Institute
°API	indication de la densité relative du pétrole brut mesurée sur l'échelle de gravité de l'API. Le pétrole liquide ayant une densité relative de 35,1° API ou plus élevée est généralement appelé pétrole brut léger. Le pétrole liquide ayant une densité relative de 25,8° à 35° API ou plus élevée est généralement appelé pétrole brut moyen. Le pétrole liquide ayant une densité relative de 25,7° API ou moins élevée est généralement appelé pétrole brut lourd.
bep	baril d'équivalent pétrole à raison de 1 bep pour 6 kpi ³ de gaz naturel. Les bep peuvent être trompeurs, surtout si on les emploie de façon isolée. Le ratio de conversion du bep de 6 Kpi ³ :1 repose sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.
bep/j	baril d'équivalent pétrole par jour
m ³	mètre cube
kbep	millier de barils d'équivalent pétrole
k \$	millier de dollars
M \$	millions de dollars
WTI	West Texas Intermediate, le prix de référence payé en dollars américains à Cushing, en Oklahoma, pour du pétrole brut de qualité standard

NOTE PARTICULIÈRE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

La présente notice annuelle comporte certains énoncés qui constituent des énoncés prospectifs. L'emploi des verbes « prévoir », « continuer », « évaluer », « s'attendre à », « pouvoir », « projeter » et « croire », ainsi que leur forme conditionnelle ou future, et les expressions semblables sont employés pour signaler les énoncés prospectifs. Ces énoncés prospectifs comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus qui pourraient faire en sorte que les résultats ou les événements réels diffèrent considérablement de ceux prévus dans ces énoncés prospectifs. La société estime que les attentes dont les énoncés prospectifs tiennent compte sont raisonnables mais rien ne garantit que ces attentes se révéleront exactes. On ne devrait pas se fier indûment aux énoncés prospectifs qui figurent dans la présente notice annuelle. Ces énoncés prospectifs ne sont valables qu'à la date de la présente notice annuelle.

La présente notice annuelle peut notamment renfermer des énoncés prospectifs concernant ce qui suit :

- les caractéristiques du rendement des terrains pétroliers et gaziers de la société;
- les niveaux de production de pétrole et de gaz naturel;
- la taille des réserves de pétrole et de gaz naturel;
- les projections relatives au cours et aux coûts;
- l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel;
- les prévisions relatives à la capacité de la société de mobiliser des capitaux et d'accroître continuellement ses réserves grâce à des acquisitions et au développement;
- le traitement accordé par les régimes de réglementation gouvernementaux et les lois fiscales;
- les programmes de dépenses en immobilisations et l'attribution de ces capitaux.

En ce qui concerne les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle, la société a formulé des hypothèses concernant :

- les niveaux de production de pétrole et de gaz naturel;
- le prix des marchandises;
- la disponibilité de la main-d'œuvre et de l'équipement de forage;
- le moment et le montant des dépenses en immobilisations;
- la conjoncture économique et la situation des marchés financiers en général;
- la réglementation du gouvernement dans les domaines de l'impôt, des taux de redevance et de la protection de l'environnement.

Les résultats réels pourraient diverger considérablement de ceux prévus dans la présente notice annuelle en raison de plusieurs facteurs et risques mentionnés ci-dessous et ailleurs dans la présente notice annuelle :

- la volatilité des cours du pétrole et du gaz naturel;
- les responsabilités inhérentes aux activités pétrolières et gazières;
- les incertitudes liées à l'estimation des réserves de pétrole et de gaz naturel;
- la concurrence, notamment, pour le capital, l'acquisition de réserves, les terrains non mis en valeur et un personnel qualifié;
- les évaluations erronées de la valeur des acquisitions et des programmes d'exploration et de développement;
- les problèmes d'ordre géologique ou technique et les problèmes liés au forage, à la réalisation et au traitement;
- les changements apportés à la législation, notamment les changements apportés aux lois fiscales et aux programmes d'incitation relatifs à l'industrie du pétrole et du gaz naturel;
- d'autres facteurs dont il est question à la rubrique « Facteurs de risque ».

Les énoncés portant sur les « réserves » ou les « ressources » sont réputés constituer des énoncés prospectifs, puisqu'ils supposent une évaluation fondée sur certaines estimations et hypothèses selon lesquelles les ressources et les réserves décrites peuvent être exploitées de manière rentable à l'avenir.

Les lecteurs sont mis en garde que les facteurs susmentionnés ne sont pas décrits de manière exhaustive. Les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle sont expressément formulés sous réserve de la présente mise en garde. Sauf exigence contraire des lois en valeurs mobilières applicables, la société n'est nullement tenue de publier de mise à jour ou de révision des énoncés prospectifs.

SURGE ENERGY INC.

Généralités

La société est une société ouverte située à Calgary (Alberta) dont les actions ordinaires sont inscrites à la Bourse de Toronto sous le symbole « SGY ». La société a été constituée en personne morale le 26 janvier 1998 en vertu de la LSAA sous la dénomination sociale de « Zapata Capital Inc. » et a réalisé son premier appel public à l'épargne d'un million d'actions ordinaires le 21 août 1998 dans le cadre du programme *junior capital pool* de la Bourse de l'Alberta. Le 18 juin 1999, la société a acquis la totalité des actions émises et en circulation de 744997, société fermée, à titre d'opération importante de la société en vertu du programme *junior capital pool* de la Bourse de l'Alberta et a fusionné avec 744997 à cette même date sous la dénomination sociale de « Zapata Energy Corporation ». Le 25 juin 2010, la société a modifié sa dénomination sociale pour la remplacer par celle de « Surge Energy Inc. » au moyen de statuts de modification. Le 31 décembre 2010, la société a fusionné avec sa filiale en propriété exclusive, Breaker Resources Ltd., au moyen de statuts de fusion et a été prorogée sous la dénomination sociale de « Surge Energy Inc. ». Le 21 octobre 2011, les opérations sur les actions ordinaires à la Bourse de Toronto ont commencé et ont cessé à la Bourse de croissance TSX.

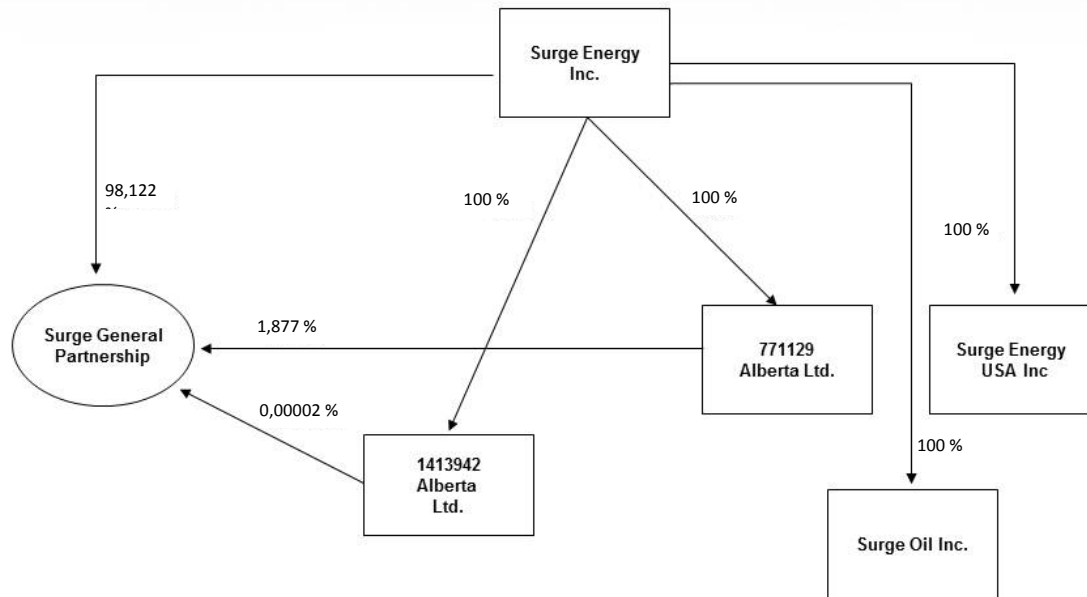
La société est une société pétrolière et gazière indépendante située à Calgary (Alberta) qui acquiert des participations dans des droits pétroliers et gaziers, qui explore, développe, produit et commercialise des réserves pétrolières et gazières principalement dans l'Ouest canadien et le nord des États-Unis. La stratégie de croissance de la société se fonde sur le positionnement de la société dans des formations de pétrole au stade de l'aménagement qui répondent aux critères clés suivants : des quantités de pétrole importantes sur les lieux dont le facteur de récupération à ce jour est peu élevé, des terrains non développés importants, des infrastructures sur place, des participations importantes, un intérêt d'exploitant, l'accès en toutes saisons et un portefeuille de terrains se prêtant à des forages qui offrent une rentabilité déterminable élevée. La société prévoit utiliser sa compétence et son expérience reconnues pour constituer des zones clés susceptibles de procurer un rendement d'entreprise se situant dans le quartile supérieur.

La direction de la société croit qu'elle doit maîtriser le calendrier et le coût de ses projets dans la mesure du possible. La société cherche donc à exploiter elle-même ses terrains. En outre, pour limiter la concurrence dans ses zones géographiques d'intérêt, la société s'efforce de maximiser sa participation directe dans ses terrains.

Pour assurer une croissance durable et rentable, la société entend maintenir un équilibre entre les forages d'exploration, d'exploitation et de développement des réserves de pétrole et de gaz naturel et les acquisitions d'entreprise et d'éléments d'actif qui entrent dans les paramètres d'activités établies par la société.

La société possède les filiales en propriété exclusive directes et indirectes suivantes : 771129 Alberta Ltd., 1413942 Alberta Ltd., Surge Energy USA Inc. (Dakota du Nord) et Surge Oil Inc. (Alberta). La société,

771129 Alberta Ltd. et 1413942 Alberta Ltd. sont les commandités de Surge General Partnership. La structure d'entreprise de la société et de ses filiales figure au diagramme ci-dessous :



Le siège de la société est situé au 2100, 635 – 8th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3M3. L'établissement principal de la société est situé au 1900, 215 – 9th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 1K3.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

Généralités

La société est une société pétrolière et gazière indépendante située à Calgary (Alberta) qui acquiert des participations dans des droits pétroliers et gaziers, qui explore, développe, produit et commercialise des réserves pétrolières et gazières principalement dans l'Ouest canadien et le nord des États-Unis. La stratégie de croissance de la société se fonde sur le positionnement de la société dans des formations de pétrole au stade de l'aménagement qui répondent aux critères clés suivants : des quantités de pétrole importantes sur les lieux dont le facteur de récupération à ce jour est peu élevé, des terrains non développés importants, des infrastructures sur place, des participations importantes, un intérêt d'exploitant et un portefeuille de terrains se prêtant à des forages qui offrent une rentabilité déterminable élevée. La société prévoit utiliser sa compétence et son expérience reconnues pour constituer des zones clés susceptibles de procurer un rendement d'entreprise se situant dans le quartile supérieur.

Les faits nouveaux importants concernant la société au cours des trois derniers exercices sont ceux indiqués ci-dessous :

2009

Entre décembre 2009 et janvier 2010, la société a réalisé un placement privé visant au total 1 344 399 unités et 757 000 actions ordinaires émises à titre d'actions accréditatives conformément à la Loi de l'impôt. Chaque unité était composée d'une action ordinaire et d'un bon de souscription d'actions

ordinaires (chaque bon entier pouvant être exercé contre une action ordinaire au prix de 4,00 \$ l'action ordinaire jusqu'au 23 décembre 2010).

En 2009, la société a foré 17 puits bruts (13,6 puits nets) ou a participé à ces forages, ce qui a donné 4 puits bruts de gaz naturel (0,6 puits net), 11 puits bruts de pétrole (11 puits nets), un puits permanent brut (un puits net) et un puits abandonné brut (un puits net). En 2009, la société a acheté et annulé 36 000 actions ordinaires dans le cadre de l'offre de 2008 à un coût moyen de 1,83 \$ l'action ordinaire.

2010

Le 24 mars 2010, la société a conclu la convention de restructuration. Le 13 avril 2010, les administrateurs et les dirigeants de la société alors en poste ont démissionné et ont été remplacés par les administrateurs et dirigeants actuels de la société, à l'exception de Murray Smith et de Colin Davies, qui se sont joints au conseil d'administration par la suite. La société a réalisé en parallèle un placement privé sans l'intervention d'un courtier dans le cadre duquel elle a émis 1 787 500 actions ordinaires au prix de 4,40 \$ l'action ordinaire, 1 394 317 unités au prix de 4,40 \$ l'unité et 681 819 unités accréditatives au prix de 4,40 \$ l'unité accréditative, pour un produit total d'environ 17,0 millions de dollars. Chaque unité est composée d'une action ordinaire et d'un bon de souscription lié au rendement conférant à son porteur le droit d'acheter une action ordinaire au prix de 5,17 \$ pendant une période de cinq ans, sous réserve de certaines conditions. Chaque unité accréditative est composée d'une action ordinaire émise à titre d'action accréditative conformément à la Loi de l'impôt et d'un bon de souscription lié au rendement.

Toutes les actions ordinaires, les unités et les unités accréditatives émises dans le cadre du placement privé sans l'intervention d'un courtier étaient assujetties à une convention d'entiercement contractuelle aux termes de laquelle un tiers des titres étaient libérés de l'entiercement tous les six mois suivant la date d'émission. Tous ces titres entiercés sont maintenant libérés.

Par suite de la restructuration et du placement privé sans l'intervention d'un courtier concomitant, la société a modifié sa dénomination sociale pour la remplacer par celle de Surge Energy Inc., réalisé trois financements par voie de prise ferme (dont les détails figurent ci-dessous), réalisé l'acquisition de trois sociétés fermées, une acquisition d'éléments d'actif, augmenté sa marge de crédit bancaire de 50 à 90 millions de dollars, été admise à la Bourse de Toronto et augmenté ses réserves prouvées et probables de 9,9 à 21,2 millions de bep.

Comme il est mentionné ci-dessus, la société a réalisé deux financements par voie de prise ferme en 2010 par suite de la restructuration. Le 5 mai 2010, la société a réalisé le placement au moyen d'un prospectus simplifié de 6 945 000 actions ordinaires au prix de 7,20 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut global d'environ 50 004 000 \$. Dans le cadre de l'acquisition des éléments d'actif de Valhalla, la société a émis au total 8 001 000 reçus de souscription au prix de 5,25 \$ le reçu de souscription pour un produit brut de 42 005 250 \$.

Au cours de 2010, la société a foré 22 puits bruts (21,5 puits nets), ce qui a donné 10 puits de développement dans le sud-est de l'Alberta, 3 puits bruts à fracturations multiples à Windfall, 5 puits à fracturations multiples horizontaux à Waskada, deux injecteurs d'eau et deux puits d'exploration, pour un taux de succès global de 91 %.

La restructuration

Le 24 mars 2010, la société a conclu la convention de restructuration, qui portait sur les opérations décrites à la présente rubrique.

Nouvelle équipe de direction

Dans le cadre de la réalisation du placement privé sans l'intervention d'un courtier le 13 avril 2010, les administrateurs et dirigeants de la société alors en poste ont été remplacés par les administrateurs et dirigeants actuels de la société, à l'exception de Murray Smith et de Colin Davies, qui se sont joints au conseil d'administration par la suite. Le nom et le poste principal de chacun de ces administrateurs et dirigeants sont indiqués dans la déclaration de changement important de la société datée du 29 mars 2010, laquelle est intégrée par renvoi à la présente notice annuelle.

Chaque membre du conseil d'administration, à l'exception de P. Daniel O'Neil, qui est président et chef de la direction de la société, et de James Pasiaka, qui est associé au sein du cabinet Heenan Blaikie S.E.N.C.R.L. SRL, lequel cabinet offre des services juridiques à la société, est indépendant de la société au sens de la *Norme canadienne 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance*. Le comité d'audit du conseil d'administration est composé de Keith Macdonald, Murray Smith et Peter Bannister, qui sont tous indépendants de la société au sens de la *Norme canadienne 52-110 sur le comité d'audit*.

La restructuration est décrite plus en détail dans les déclarations de changement important de la société datées du 29 mars 2010 et du 16 avril 2010.

À la suite de la restructuration, Murray Smith et Colin Davies se sont joints au conseil d'administration de la société (le 25 juin et le 9 juillet 2010, respectivement).

Financement par voie de prospectus

Le 5 mai 2010, la société a réalisé le placement au moyen d'un prospectus simplifié de 6 945 000 actions ordinaires au prix de 7,20 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut global d'environ 50 004 000 \$. Le placement a été réalisé par voie de prise ferme avec l'aide d'un syndicat de preneurs fermes dirigé par Financière Banque Nationale inc. et comprenant Corporation FirstEnergy Capital, Marchés financiers Macquarie Canada Ltée, Société en commandite GMP Valeurs mobilières, Marchés mondiaux CIBC inc., Valeurs mobilières Cormark inc., Peters & Co. Limited et Marchés financiers Wellington West inc. Le produit du placement a été affecté à l'expansion du programme d'immobilisations, au remboursement de la dette et aux fins générales de l'entreprise.

Acquisition de Corinthian et de Crystal Lake

Le 9 juillet 2010, en vertu de la convention d'acquisition de Corinthian, la société a réalisé l'acquisition de Corinthian.

L'acquisition de Corinthian a été approuvée par les actionnaires de Corinthian. Par suite de la réalisation de l'acquisition de Corinthian, Colin Davies, administrateur de Corinthian, s'est joint au conseil d'administration de la société. La convention d'acquisition de Corinthian prévoyait, entre autres, une clause mutuelle de paiement de frais de non-exécution d'un maximum de 3,5 millions de dollars si l'acquisition de Corinthian ne se réalisait pas dans certaines circonstances.

Grâce à l'acquisition de Corinthian, la société a acquis des réserves de pétrole léger et de gaz naturel, lesquelles comprennent deux zones clés de pétrole léger offrant un potentiel de résultats élevés : une en Alberta et une dans le sud-ouest du Manitoba. Les terrains producteurs étaient exploités à plus de 90 % grâce à des participations importantes, disposaient d'une couverture sismique bidimensionnelle et tridimensionnelle, conservaient le contrôle de leur infrastructure clé de production et étaient rattachés à près de 80 000 acres de terrains nets non développés.

En plus de l'acquisition de Corinthian, le 19 juillet 2010, la société a également réalisé l'acquisition d'une société pétrolière et gazière fermée, Crystal Lake Ressources Ltd, pour une contrepartie totale de 288 639 actions ordinaires. Les éléments d'actif acquis dans le cadre de l'acquisition de Crystal Lake produisaient environ 40 bep/j au moment de l'acquisition, s'intègrent aux éléments d'actif de la société du sud-ouest de l'Alberta et procurent à la société cinq puits horizontaux non inscrits ciblant du pétrole dans la formation Sawtooth.

L'acquisition de Corinthian et l'acquisition de Crystal Lake sont décrites plus en détail dans la déclaration de changement important de la société datée du 23 juin 2010. Se reporter en outre à la déclaration d'acquisition d'entreprise de la société datée du 22 septembre 2010 pour de plus amples renseignements concernant l'acquisition de Corinthian.

Modification de la dénomination sociale

À une assemblée des actionnaires tenue le 25 juin 2010, la société a modifié sa dénomination sociale de Zapata Energy Corporation pour la remplacer par celle de Surge Energy Inc. et les opérations boursières sur les actions ordinaires ont débuté à la Bourse de croissance TSX sous le symbole « SGY » le 30 juin 2010.

Acquisition des éléments d'actif de Valhalla

Le 1^{er} novembre 2010, la société a réalisé l'acquisition des éléments d'actif de Valhalla auprès du vendeur pour une contrepartie totale de 75 millions de dollars, sous réserve de rajustements. Les éléments d'actif de Valhalla sont constitués d'une participation importante, et d'un terrain exploité produisant environ 726 bep/j dans la région Valhalla Sud située dans l'ouest de l'Alberta.

Pour de plus amples renseignements concernant l'acquisition des éléments d'actif de Valhalla, se reporter à la déclaration de changement important de la société datée du 1^{er} octobre 2010 et à la déclaration d'acquisition d'entreprise datée du 10 novembre 2010.

Placement de reçus de souscription

Parallèlement à l'acquisition des éléments d'actif de Valhalla, la société a réalisé le placement, aux termes duquel la société a émis un nombre global de 8 001 000 reçus de souscription au prix de 5,25 \$ le reçu de souscription pour un produit brut de 42 005 250 \$. Aux termes du placement, les reçus de souscription ont été offerts par voie de placement privé dans les provinces de la Colombie-Britannique, d'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba, d'Ontario et de la Nouvelle-Écosse.

Chaque reçu de souscription conférait à son porteur le droit de recevoir, sans contrepartie supplémentaire et sans autre formalité, une action ordinaire, à la plus rapprochée des dates suivantes à survenir : (i) quatre mois et un jour à compter de la date de clôture du placement, et (ii) la date où un visa est délivré à l'égard d'un prospectus visant le placement des actions ordinaires sous-jacentes aux reçus de souscription. Les fonds entiers ont été libérés de l'entiercement le 1^{er} novembre 2010, une fois que les conditions de libération de l'entiercement ont été respectées conformément à la convention visant les reçus de souscription. Immédiatement après la clôture de l'acquisition des éléments d'actif de Valhalla, les fonds entiers ont été affectés au règlement d'une partie du montant impayé de la facilité de crédit sur laquelle des fonds avaient été prélevés pour financer le solde du prix d'achat des éléments d'actif de Valhalla à cette date.

Le 22 novembre 2010, un visa a été délivré par les commissions des valeurs mobilières de toutes les provinces du Canada, à l'exception du Québec, visant le placement des actions ordinaires sous-jacentes aux reçus de souscription et ces actions ordinaires ont été émises conformément aux modalités des reçus de souscription et de la convention visant les reçus de souscription.

L'acquisition des éléments d'actif de Valhalla et le placement sont décrits plus en détail dans la déclaration de changement important de la société datée du 1^{er} octobre 2010 et dans la déclaration d'acquisition d'entreprise datée du 10 novembre 2010.

2011 et 2012 jusqu'à ce jour

Acquisitions aux États-Unis

Les 30 mars 2011 et 13 mai 2011, respectivement, la société a réalisé deux acquisitions de terrains produisant du pétrole léger au Dakota du Nord par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive, Surge Energy USA Inc. Grâce à ces deux acquisitions, la société a acquis un débit de production de pétrole léger d'environ 100 barils par jour (taux de production de sortie de 2010), 6 000 acres nets de terrains prometteurs dans la formation de pétrole léger Spearfish et par ailleurs une participation directe importante dans des terrains de plus de 100 000 acres non mis en valeur moyennant une contrepartie totale de 20,9 millions de dollars en espèces.

Marge de crédit

Le 16 mai 2011, la société a confirmé que la facilité de crédit avait été augmentée, passant de 90 à 120 millions de dollars. Par la suite, le 12 septembre 2011, la société a confirmé que la facilité de crédit avait été augmentée de nouveau pour passer de 120 millions à 150 millions de dollars.

Financement par voie de prospectus

Le 12 octobre 2011, la société a réalisé un placement par voie de prise ferme au moyen d'un prospectus simplifié aux termes duquel 6 897 000 actions ordinaires ont été émises au prix de 8,70 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut global d'environ 60 millions de dollars. Le produit net du placement a été affecté temporairement au remboursement de la dette bancaire due en vertu de la facilité de crédit, et ainsi utiliser les fonds rendus disponibles pour financer son programme de prospection continue et ses activités de mise en valeur et d'aménagement (développement) d'éventuelles acquisitions de terrains et d'éléments d'actif, et aux fins générales de l'entreprise.

Passage à la Bourse de Toronto

Le 21 octobre 2011, les opérations sur les actions ordinaires ont commencé à la Bourse de Toronto après que la société soit passée de la Bourse de croissance TSX à la Bourse de Toronto.

Acquisition de Pradera

Le 15 décembre 2011, la société a conclu une convention (la « **convention d'acquisition de Pradera** ») avec Pradera Resources Inc. (« **Pradera** ») intervenue en date du 15 décembre 2011 prévoyant l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulation de Pradera (l'« **acquisition de Pradera** »). La clôture de l'acquisition de Pradera a eu lieu le 6 janvier 2012. Pour de plus amples détails concernant l'acquisition de Pradera, voir la déclaration de changement important de la société datée du 19 décembre 2011. Les réserves acquises dans le cadre de l'acquisition de Pradera ne sont pas comprises dans le rapport sur les données relatives aux réserves de 2011 communiqué dans la présente notice annuelle, puisque la clôture de l'acquisition a eu lieu en 2012.

La réalisation de l'acquisition de Pradera a permis d'ajouter au portefeuille de la société environ 1 200 b/j (pétrole léger à 100 pour cent) produits par les actifs de pétrole léger de Slave Point/Gilwood. La contrepartie totale de l'acquisition s'est établie à environ 106 millions de dollars et est constituée de

7,9 millions d'actions ordinaires et d'une somme d'environ 33 millions de dollars en espèces, y compris la prise en charge de la dette nette.

Grâce à l'acquisition de Pradera, la société a acquis une production de pétrole léger qui en est au premier stade de récupération primaire. Les actifs de production actuels sont exploités à 99 pour cent grâce à une participation directe moyenne d'environ 96 pour cent, et la production se chiffre à environ 900 b/j tirés de la formation Slave Point et 300 b/j tirés de la formation Gilwood. Au 31 octobre 2011, le rapport sur les réserves indépendant de Pradera, tel qu'établi par Sproule, a fait état de réserves prouvées et probables totales de 4,57 millions de barils (pétrole léger à 100 pour cent) qui ne tenaient pas compte d'occasions de récupération éventuelle de pétrole supplémentaire par injection d'eau.

L'acquisition de Pradera a été considérée comme une « acquisition importante » en vertu des lois en valeurs mobilières en vigueur. La société déposera une déclaration d'acquisition d'entreprise à cet égard dans les délais prescrits.

DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ

Stratégie de l'entreprise

Le plan d'affaires de la société consiste à mettre sur pied une société qui cible la croissance du bénéfice par action en repérant et saisissant rapidement les occasions d'affaires que présentent les formations de pétrole qui ont un potentiel élevé et en veillant à une exploitation rentable de ces formations. Pour atteindre cet objectif, la société entend accorder la priorité au positionnement de la société dans des formations de pétrole au stade de l'aménagement qui répondent aux critères clés suivants : des quantités importantes de pétrole en place dont le facteur de récupération à ce jour est peu élevé, des terrains non mis en valeur importants, des infrastructures sur place, des participations importantes, un intérêt d'exploitant et qui se prêtent à des forages qui offrent une rentabilité déterminable élevée. La société prévoit d'utiliser des compétences et une expérience qui ont fait leurs preuves pour constituer des zones clés susceptibles de procurer un rendement d'entreprise se situant dans le quartile supérieur.

Pour assurer une croissance durable et rentable, la société croit qu'elle doit mettre ses compétences à profit pour repérer les occasions que présentent les formations de pétrole et veiller par la suite à une exploitation rentable de ces réserves. Afin d'atteindre ce but, la société pourrait faire l'acquisition d'éléments d'actif et d'entreprises ou conclure des ententes qui répondent aux paramètres commerciaux de la société.

La direction de la société croit qu'elle doit maîtriser le calendrier et le coût de ces projets dans la mesure du possible. La société cherche donc à exploiter elle-même ses terrains. En outre, pour limiter la concurrence dans ses zones géographiques d'intérêt, la société s'efforce de maximiser sa participation directe dans ses terrains.

Dans l'étude des possibilités de forage ou d'acquisition éventuelles, la société tient compte des critères suivants :

- a) le capital de risque pour saisir ou évaluer la possibilité qui s'offre;
- b) le rendement éventuel du projet, s'il est couronné de succès;
- c) la probabilité de réussite;
- d) le rendement rajusté en fonction du risque par rapport au coût du capital.

De façon générale, la société vise à se constituer un portefeuille en mettant en œuvre un grand nombre de possibilités dont les profils de risque s'équilibrent, en vue d'atteindre un niveau élevé de croissance durable. Il convient de remarquer que le conseil d'administration peut, à son gré, approuver des acquisitions d'éléments d'actif ou de sociétés ou des investissements qui ne se conforment pas aux lignes directrices précitées, en se fondant sur la prise en considération d'aspects qualitatifs des terrains en question, comme le profil de risque, l'avantage technique, la durée de vie des réserves et la qualité des éléments d'actif.

En outre, l'équipe de direction de la société, décrite ci-dessous à la rubrique « *Administrateurs et dirigeants* » évalue continuellement les éléments d'actif et les activités de la société, notamment ses terrains, installations, réserves, occasions d'affaires et son personnel actuel. Bien que la société ait préparé un budget pour 2012 fondé sur les directives concernant cet exercice, la société pourrait évaluer davantage ses réserves existantes, ses perspectives de forage, les cours en vigueur des matières premières et son programme de dépenses en immobilisations, entre autres, et pourrait modifier son budget au fur et à mesure que l'année avance.

La société compte actuellement poursuivre le développement de ses réserves prouvées et probables non développées au cours des deux prochains exercices, dans le cadre normal des dépenses en immobilisations. La société pourrait toutefois décider d'en accélérer ou d'en reporter le développement dans certaines circonstances, comme dans le cas de dépenses jugées davantage prioritaires ou selon les cours des matières premières et les flux de trésorerie courants.

Concurrence

L'industrie du pétrole et du gaz est régie par la concurrence à tous ses stades. La société rivalise avec de nombreux autres intervenants du marché pour trouver et acquérir des gisements de pétrole et de gaz naturel et commercialiser du pétrole et du gaz naturel. Les concurrents de la société comprennent des sociétés du secteur primaire qui disposent de ressources financières, d'un personnel et d'installations supérieurs aux siens. Parmi les facteurs concurrentiels dans la distribution et la commercialisation du pétrole et du gaz naturel figurent les prix ainsi que les méthodes de livraison et leur fiabilité. La société estime que sa position concurrentielle correspond à celle d'autres émetteurs des secteurs du pétrole et du gaz comparables par la taille et le stade de développement.

Facteurs saisonniers

La recherche et le développement de réserves de pétrole et de gaz naturel dépendent de l'accès à des zones où ces activités doivent être exercées. Des variations météorologiques saisonnières, notamment le gel et le dégel, influent sur cet accès dans certaines situations.

Réglementation environnementale

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est actuellement assujettie à une réglementation environnementale en vertu de diverses lois provinciales et fédérales. Le respect de cette législation peut entraîner des dépenses élevées ou restreindre les activités d'exploitation. Le non-respect de ces exigences peut donner lieu à la suspension ou à la révocation des licences et des autorisations exigées, à des poursuites sur le plan civil pour dommages causés par la pollution et à l'imposition de fortes amendes et pénalités, ce qui, dans tous les cas, peut avoir une incidence défavorable importante sur les bénéfices et la compétitivité en général. Se reporter aux rubriques « *Contexte de l'industrie – Réglementation en matière de protection de l'environnement* » et « *Facteurs de risque – Préoccupations écologiques* ».

La société est tenue d'abandonner, de mettre hors service et de remettre en état les puits et leurs emplacements, conformément aux lois et règlements sur l'environnement applicables. En date du 31 décembre 2011, la société avait inscrit une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de

37,5 millions de dollars. La société prévoit que les dépenses à engager pour s'acquitter de cette obligation seront échelonnées sur 50 ans, la majeure partie devant être engagées entre la première et la vingt-huitième année. Hormis les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et les dépenses d'exploitation dans le cours normal des activités pour assurer la conformité environnementale, la société n'a pas connaissance d'obligation en matière de protection de l'environnement qui aura une incidence sur ses dépenses en immobilisations, ses bénéfices ou sa position concurrentielle d'une manière qui serait disproportionnée par rapport à celle de ses homologues dans ses domaines d'activité.

Personnel

En date du 31 décembre 2011, la société comptait 58 employés au siège social et trois sur les chantiers.

PRINCIPAUX TERRAINS PRODUCTEURS

Les principaux terrains producteurs de pétrole et de gaz naturel de la société sont situés en Alberta et dans le sud-ouest du Manitoba. Une description de ces terrains, en date du 31 décembre 2011, est présentée ci-dessous :

Valhalla Sud, ouest de l'Alberta

Le terrain Valhalla Sud est situé dans le nord-ouest de l'Alberta, à environ 40 kilomètres au nord-ouest de Grand Prairie (TWP 74, Range 8, W6M). Ce terrain en exploitation, qui consiste en une participation directe moyenne d'environ 94 % dans environ 9 920 acres bruts non mis en valeur (9 306 acres nets), en date du 31 décembre 2011. La majeure partie de la production sur ce terrain était tirée de nouveaux puits pétroliers horizontaux dans une vaste zone prometteuse de sable compact imprégnée de pétrole brut léger pouvant atteindre jusqu'à 50 mètres de profondeur dans la formation Doig de la période triasique. Les éléments d'actifs de Valhalla comprenaient 16 puits producteurs verticaux bruts (12,7 nets), et sept puits producteurs horizontaux bruts (6,2 nets) au 31 décembre 2011.

La société prévoit forer environ sept puits horizontaux bruts à fracturations multiples (5,46 nets) à Valhalla Sud dans la formation Doig en 2012. Au 31 décembre 2011, la société a repéré environ 40 puits de pétrole horizontaux bruts à fracturations multiples (30,9 nets).

Windfall, ouest de l'Alberta

Les éléments d'actif Windfall de la société sont situés dans l'ouest de l'Alberta près de Whitecourt (TWP 59, Range 15, W5M). Ce terrain en exploitation consistait au 31 décembre 2011 en une participation directe de 100 % dans environ 20 960 acres bruts de terrains non mis en valeur (20 960 acres nets). La production sur ces terrains était tirée de neuf puits horizontaux à fracturations multiples et de neuf puits verticaux. La capacité de la batterie de réservoirs de Windfall a été augmentée au cours du premier trimestre de 2011 pour pouvoir contenir les nouveaux volumes.

En date du 31 décembre 2011, la société avait repéré plus de 47 emplacements bruts (47 nets) pour des forages horizontaux à fracturations multiples. La société prévoit mettre en œuvre un projet pilote d'injection d'eau sur les terrains non essentiels au cours du deuxième trimestre de 2012.

Waskada, Pierson et Goodlands, sud-ouest du Manitoba

Dans le sud-ouest du Manitoba, la société a accumulé des terrains à Waskada, Pierson et Goodlands, lui permettant d'obtenir un accès à la zone prometteuse de ressources en pétrole léger de Spearfish (Amaranth).

En date du 31 décembre 2011, la société possédait environ 9 874 acres bruts (9 874 acres nets) de terrains non mis en valeur dans les régions de Waskada, Pierson et Goodlands. En outre, la société a repéré environ 124 emplacements bruts (111 nets) pour des travaux de forage horizontaux à fracturations

multiples dans lesquels elle détient une participation directe moyenne d'environ 90 %. En date du 31 décembre 2011, le champ de Waskada tirait sa production de 14 nouveaux puits horizontaux à fracturations multiples. Des 14 puits forés en date du 31 décembre 2011, cinq puits bruts (cinq nets) ont été forés au cours du quatrième trimestre de 2010 et neuf puits bruts (neuf nets) ont été forés au cours des troisième et quatrième trimestres de 2011.

La société a achevé avec succès le forage, le conditionnement et le raccordement de neuf puits pétroliers bruts horizontaux à fracturations multiples (neuf nets) de Spearfish et d'un puits vertical d'évacuation des eaux à Waskada au cours des troisième et quatrième trimestres de 2011. En outre, une nouvelle participation de 100 pour cent dans une installation de traitement du pétrole et d'évacuation des eaux, de même qu'un réseau de collecte de 4,2 km ont été construits et exploités au cours de la même période. Cette nouvelle infrastructure permettra de réduire sensiblement les frais d'exploitation et d'augmenter les rentrées nettes dégagées par la société de la production pétrolière de Spearfish. Il y a 12 puits bruts horizontaux à fracturations multiples (12 nets) pour Spearfish prévus au budget en 2012. Il est également prévu de débiter un projet pilote d'injection d'eau au cours du premier trimestre de 2013.

Silver Lake, sud-est de l'Alberta

En date du 31 décembre 2011, la société possédait environ 67 425 acres bruts (65 440 acres nets) de terrains non mis en valeur à Silver Lake dans le sud-est de l'Alberta. La société détient des participations dans 158 puits pétroliers bruts (151 nets) et dans 22 puits gaziers bruts (18 nets) qui sont en production dans les formations Dina, Lloydminster, Cummings, Rex, Sparky et Viking. Des travaux d'évaluation se poursuivent quant à la production et au reconditionnement éventuel de 117 autres puits bruts inutilisés (102 nets). De plus, la société exploite sept installations de production de pétrole et une installation de mélange de pétrole, ce qui constitue une excellente infrastructure de base pour le développement futur dans la région. La société continue d'augmenter sa teneur foncière au moyen d'acquisitions et d'ententes d'amodiation dans cette région.

La société a achevé avec succès un programme de forage de neuf puits en 2011 à Silver Lake (participation de 100 pour cent). La société entend recourir à des technologies de forage horizontal en 2012 afin de profiter des exonérations temporaires des redevances relatives aux puits de pétrole horizontaux qui sont disponibles à l'heure actuelle et pour tirer le maximum des stratégies concernant l'épuisement des puits. La société entend agrandir ses systèmes de maintien de la pression et mettre en œuvre de nouveaux projets de récupération par injection d'eau. Elle compte également évaluer d'autres méthodes de récupération assistée.

En plus des éléments d'actifs de la société à Silver Lake, Surge détient diverses participations directes dans 72 643 acres bruts (68 064 acres nets) de terrains non mis en valeur dans le sud-est de l'Alberta. La société possède 31 puits gaziers bruts (27 nets) et quatre puits pétroliers bruts (quatre nets) dans la région qui fournissent une production à partir des formations Belly River, Bow Island, Mannville et Mississippian. Vingt-trois autres puits bruts (17 nets) sont inutilisés et font l'objet de travaux d'évaluation à des fins de production.

RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Conformément à la Norme canadienne 51-101 *sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*, Sproule Associates Limited a établi le rapport de Sproule. Le rapport de Sproule a évalué, en date du 31 décembre 2011, les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables aux terrains de la société. Le rapport de Sproule est daté du 29 février 2012.

Les tableaux ci-dessous présentent un sommaire des réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel attribuables aux terrains de la société ainsi que la valeur nette actualisée des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables à ces réserves, selon l'évaluation faite dans le rapport de Sproule

d'après des hypothèses de prix et de coûts prévisionnels. Comme les tableaux résumés les données tirées du rapport de Sproule, les chiffres qui y sont présentés peuvent être légèrement différents de ceux du rapport, car ils ont été arrondis. Du fait également de cet arrondissement, il est possible que le total de certaines colonnes ne corresponde pas exactement à celui qui est inscrit.

La valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves est indiquée sans provision pour les intérêts débiteurs, les frais généraux et frais d'administration, mais tient compte des redevances estimatives, des frais de production, des frais de développement, des autres produits des activités ordinaires, des dépenses en immobilisations futures et des coûts d'abandon de puits uniquement pour les puits auxquels des réserves ont été attribuées par Sproule. Il n'y a pas lieu de poser l'hypothèse que la valeur actualisée nette ou non des produits des activités ordinaires nets attribuables aux réserves estimées par Sproule correspond à la juste valeur marchande de ces réserves. D'autres hypothèses et restrictions relatives aux coûts, au coût de la production future et à d'autres questions sont résumées dans les présentes. Les estimations relatives à la récupération et aux réserves en ce qui concerne les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel figurant dans les présentes sont uniquement des estimations. Les réserves réelles peuvent y être supérieures ou inférieures.

Le rapport de Sproule est fondé sur certaines données concrètes fournies par la société et sur l'opinion de Sproule quant aux pratiques raisonnables dans l'industrie. Le degré de propriété et ses caractéristiques ainsi que les données concrètes relatives aux terrains pétroliers et aux contrats (sauf certains renseignements qui sont du domaine public) ont été fournis par la société à Sproule. Sproule a accepté ces données dans la forme présentée et aucune recherche de titres ni inspection sur place n'ont été effectuées.

Relevé des réserves de pétrole et de gaz – prix et coûts prévisionnels

	Réserves brutes				Réserves nettes			
	Pétrole brut léger et moyen kb	Pétrole brut lourd kb	Liquides du gaz naturel kb	Gaz naturel Mpi ³	Pétrole brut léger et moyen kb	Pétrole brut lourd kb	Liquides du gaz naturel kb	Gaz naturel Mpi ³
Réserves prouvées								
Développées et exploitées	3 848,8	2 224,1	648,1	25 924,0	3 127,0	1 828,8	441,7	22 941,0
Développées et inexploitées	228,0	260,4	98,7	2 965,0	189,7	215,9	66,2	2 503,0
Non développées	4 097,3	302,3	726,5	19 641,0	3 241,5	241,7	526,5	16 125,0
Total – réserves prouvées	8 174,1	2 786,8	1 473,3	48 530,0	6 558,2	2 286,4	1 034,4	41 569,0
Réserves probables	4 847,3	1 008,1	904,4	29 548,0	3 746,3	819,7	605,4	24 526,0
Total – prouvées et probables	13 021,4	3 794,9	2 377,7	78 078,0	10 304,6	3 106,1	1 639,8	66 095,0

Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs – prix et coûts prévisionnels

(k \$)	Avant charges d'impôt futures au taux d'actualisation de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées					
Développées et exploitées	399 597	319 641	269 838	235 575	210 478
Développées et inexploitées	35 125	28 018	23 134	19 605	16 952
Non développées	235 772	171 790	131 284	103 668	83 776
Total – réserves prouvées	670 494	519 450	424 256	358 848	311 206
Réserves probables	477 011	256 964	163 365	114 376	85 131
Total – prouvées et probables	1 147 505	776 414	587 621	473 224	396 336

(k \$)	Après charges d'impôt futures au taux d'actualisation de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
Réserves prouvées					
Développées et exploitées	383 967	309 303	262 607	230 285	206 460
Développées et inexploitées	26 253	21 212	17 777	15 302	13 440
Non développées	175 210	125 081	93 365	71 789	56 301
Total – réserves prouvées	585 430	455 597	373 750	317 376	276 201
Réserves probables	354 365	189 744	119 807	83 230	61 404
Total – prouvées et probables	939 795	645 340	493 557	400 606	337 605

Valeur unitaire avant charges d'impôt au taux d'actualisation de 10 % par an (\$/bep)	
Réserves prouvées	
Développées et exploitées	29,26
Développées et inexploitées	26,02
Non développées	19,60
Total – réserves prouvées	25,24
Réserves probables	17,64
Total – prouvées et probables	22,54

Information supplémentaire concernant les produits des activités ordinaires nets futurs – prix et coûts prévisionnels (non actualisés)

(Sans actualisation) (k \$)	Produits des activités ordinaires	Redevances	Frais d'exploitation	Frais de développement	Coûts d'abandon et autres	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts	Charges d'impôt futures	Produits des activités ordinaires nets futurs après impôts
Total – réserves prouvées	1 422 035	257 520	365 612	115 410	12 999	670 494	85 063	585 430
Total – prouvées et probables	2 399 142	445 567	642 257	140 143	23 671	1 147 504	207 709	939 796

Produits des activités ordinaires nets futurs par groupe de production – prix et coûts prévisionnels

	Produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts au taux d'actualisation de 10 % (k \$)	Produits des activités ordinaires nets futurs par unité avant impôts au taux d'actualisation de 10 % ³⁾ (\$/bep)
Réserves prouvées		
Pétrole brut léger et moyen ¹⁾	319 325	24,95
Pétrole lourd	92 531	36,54
Gaz naturel ²⁾	12 401	8,40
Réserves prouvées et probables		
Pétrole brut léger et moyen ¹⁾	452 698	22,67
Pétrole lourd	112 971	32,90
Gaz naturel ²⁾	21 953	8,24

Notes :

- 1) Comprend le gaz dissous et les autres sous-produits.
- 2) Comprend les sous-produits, mais pas le gaz dissous provenant des puits de pétrole.
- 3) Selon les volumes nets des réserves.

Hypothèses de prix – prix et coûts prévisionnels

Sproule a utilisé les hypothèses suivantes concernant les prix, les taux de change et les taux d'inflation en date du 31 décembre 2011 dans le rapport de Sproule, pour estimer les données relatives aux réserves au moyen de prix et de coûts prévisionnels. Les prix historiques moyens pondérés obtenus par la société pour 2011 sont aussi pris en compte dans le tableau ci-dessous.

Exercice	Pétrole brut moyen et léger			Gaz naturel	LGN		Taux d'inflation (%/an)	Taux de change (\$ US/\$ CA)
	WTI à Cushing (Oklahoma) 40° API (\$ US/b)	Edmonton Par 40° API (\$/b)	Cromer Medium 29,3° API (\$/b)	Prix au comptant AECO - C (\$/MBtu)	Pentanes Plus FAB Entrée du gisement (\$/b)	Butanes Plus FAB Entrée du gisement (\$/b)		
2011 (Actuel)	95,00	95,16	87,86	3,72	104,12	70,93	1,5	1,01
2012	98,07	96,87	90,09	3,16	103,57	72,20	2,0	1,01
2013	94,90	93,75	87,19	3,78	100,23	69,87	2,0	1,01
2014	92,00	90,89	84,52	4,13	97,17	67,74	2,0	1,01
2015	97,42	96,23	89,50	5,53	102,89	71,73	2,0	1,01
2016	99,37	98,16	91,29	5,65	104,94	73,16	2,0	1,01
2017	101,35	100,12	93,11	5,77	107,04	74,63	2,0	1,01
2018	103,38	102,12	94,98	5,90	109,18	76,12	2,0	1,01
2019	105,45	104,17	96,88	6,01	111,37	77,64	2,0	1,01
2020	107,56	106,25	98,81	6,14	113,59	79,19	2,0	1,01
2021	109,71	108,38	100,79	6,27	115,87	80,78	2,0	1,01

Variations des réserves

Le tableau suivant fait le rapprochement des réserves brutes de la société au 31 décembre 2011, tirées du rapport de Sproule, au moyen d'estimations de prix et de coûts prévisionnels, et des réserves brutes de la société au 31 décembre 2010. Les réserves supplémentaires assimilées à des réserves qui découlent de droits de redevance, correspondant à des réserves prouvées de 3 715,3 kbep et à des réserves prouvées et probables de 6 140,6 kbep, respectivement, ne sont pas comprises dans les tableaux qui suivent.

	Pétrole brut léger et moyen (kb)	Pétrole lourd (kb)	Liquides du gaz naturel (kb)	Gaz naturel (Mpi ³)	Bep (kbep)
Réserves prouvées					
Solde au 31 décembre 2010	4 519,3	2 955,3	843,3	36 248,0	14 359,2
Extensions et récupération améliorée	4 325,1	367,2	869,1	23 724,7	9 515,5
Révisions techniques	(101,3)	(93,6)	68,3	(610,3)	(228,3)
Acquisitions	241,0	-	-	6,0	242,0
Aliénations	(45,0)	-	(199,0)	(5 680,0)	(1 190,7)
Production	(765,0)	(442,1)	(108,4)	(5 158,4)	(2 175,2)
Solde au 31 décembre 2011	8 174,1	2 786,8	1 473,3	48 530,0	20 522,5

	Pétrole brut léger et moyen (kb)	Pétrole lourd (kb)	Liquides du gaz naturel (kb)	Gaz naturel (Mpi ³)	Bep (kbep)
Réserves probables					
Solde au 31 décembre 2010	2 328,5	1 308,3	397,2	16 920,0	6 854,0
Extensions et récupération améliorée	2 768,7	186,1	487,6	13 720,5	5 729,2
Révisions techniques	(237,9)	(486,3)	92,6	1 096,5	(448,8)
Acquisitions	-	-	-	-	-
Aliénations	(12,0)	-	(73,0)	(2 189,0)	(449,8)
Solde au 31 décembre 2011	4 847,3	1 008,1	904,4	29 548,0	11 684,6

	Pétrole brut léger et moyen (kb)	Pétrole lourd (kb)	Liquides du gaz naturel (kb)	Gaz naturel (Mpi ³)	Bep (kbep)
Réserves prouvées et probables					
Solde au 31 décembre 2010	6 847,8	4 263,6	1 240,5	53 168,0	21 213,2
Extensions et récupération améliorée	7 093,8	553,3	1 356,7	37 445,2	15 244,7
Révisions techniques	(339,2)	(579,9)	160,9	486,2	(677,2)
Acquisitions	241,0	-	-	6,0	242,0
Aliénations	(57,0)	-	(272,0)	(7 869,0)	(1 640,5)
Production	(765,0)	(442,1)	(108,4)	(5 158,4)	(2 175,2)
Solde au 31 décembre 2011	13 021,4	3 794,9	2 377,7	78 078,0	32 207,0

AUTRE INFORMATION CONCERNANT LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Réserves non développées

Le tableau suivant présente les volumes des réserves prouvées non développées qui ont été attribués initialement aux trois derniers exercices et, globalement, avant cette période :

Réserves prouvées	Pétrole brut		Liquides du	Gaz naturel
	léger et moyen (kb)	Pétrole lourd (kb)	gaz naturel (kb)	(Mpi ³)
Avant 2009	697,0	84,9	36,5	4 042,9
2009	-	254,7	2,5	103,0
2010	1 201,5	84,6	263,3	6 839,0
2011	3 343,7	302,3	721,5	19 281,0

Le tableau suivant présente les volumes des réserves probables non développées qui ont été attribués initialement à chacun des trois derniers exercices et, globalement, avant cette période :

Réserves probables	Pétrole brut		Liquides du	Gaz naturel
	léger et moyen (kb)	Pétrole lourd (kb)	gaz naturel (kb)	(Mpi ³)
Avant 2009	1 220,5	233,6	151,5	9 164,3
2009	-	51,8	23,8	504,0
2010	1 023,9	236,4	136,2	3 932,0
2011	2 269,7	161,2	398,0	11 128,0

Les réserves prouvées non développées sont généralement les réserves liées à des puits intercalaires qui n'ont pas encore été forés ou à des puits éloignés des réseaux de collecte dont la mise en production nécessite des dépenses en immobilisations relativement élevées. Les réserves probables non développées sont généralement des réserves vérifiées ou indiquées comme étant productives par analogie, des emplacements de forage intercalaires et des terrains contigus à la production. Elles comprennent aussi la partie des réserves probables non développées des terrains prouvés non développés.

La société compte actuellement poursuivre le développement de ses réserves prouvées et probables non développées au cours des deux prochains exercices, dans le cadre normal des dépenses en immobilisations. La société pourrait toutefois décider d'en reporter le développement dans certaines circonstances, comme dans le cas de dépenses jugées davantage prioritaires ou selon les cours des matières premières et les flux de trésorerie du moment.

Facteurs ou incertitudes significatifs influant sur les données relatives aux réserves

L'estimation des réserves est une opération complexe. Elle fait appel à des jugements et à des décisions d'une grande portée, fondés sur les données géologiques, géophysiques, techniques et économiques disponibles. Ces estimations peuvent varier considérablement avec l'ajout de données sur les activités de développement en cours et les résultats de la production, et selon l'incidence de la conjoncture économique sur les prix et les coûts du pétrole et du gaz. Les estimations des réserves figurant dans le présent document sont fondées sur les prévisions de production, les prix et la conjoncture économique actuels.

Les estimations des réserves sont appelées à varier en fonction de l'évolution des circonstances et des données qui s'ajoutent. Les estimations sont examinées et révisées, à la hausse ou à la baisse, en fonction

de cette nouvelle information. Les révisions sont souvent motivées par des changements survenant dans le rendement des puits, les prix, la conjoncture économique et à la suite de restrictions gouvernementales.

Bien que tous les efforts raisonnables soient déployés pour en assurer l'exactitude, l'estimation des réserves demeure une science inférentielle. Par conséquent, des décisions subjectives, de nouveaux renseignements relatifs à la géologie ou à la production et l'évolution du contexte peuvent se répercuter sur ces estimations. Les révisions apportées aux estimations des réserves peuvent résulter de variations des cours du pétrole et du gaz en fin d'exercice et du rendement des réservoirs. Ces révisions peuvent être favorables ou défavorables.

Frais de développement futurs

Le tableau suivant présente les frais de développement globaux déduits dans l'estimation, dans le rapport de Sproule, des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves prouvées et aux réserves prouvées et probables (au moyen de prix et de coûts prévisionnels).

	Prix et coûts prévisionnels	
	Réserves prouvées (k \$)	Réserves prouvées et probables (k \$)
2012	62 752	72 752
2013	50 935	62 318
2014	1 669	4 428
2015	54	525
Années restantes	-	120
Total sans actualisation	115 410	140 143

La société compte sur quatre sources de financement pour financer ses programmes de dépenses en immobilisations : les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, les fonds tirés de la vente d'éléments d'actifs non essentiels, le financement par emprunt lorsque cela s'impose et le financement par actions au moyen de l'émission de nouvelles actions, si les modalités sont favorables. La société prévoit actuellement financer les frais de développement futurs susmentionnés principalement au moyen de flux de trésorerie autogénérés, de fonds tirés de la vente d'éléments d'actifs non essentiels, et dans une moindre mesure en faisant appel au financement par emprunt. Rien ne garantit que le conseil d'administration allouera des fonds au développement de toutes les réserves attribuées dans le rapport de Sproule. Le défaut de développer ces réserves pourrait avoir une incidence défavorable sur les flux de trésorerie futurs de la société.

AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

Puits de pétrole et de gaz

Le tableau suivant présente le nombre de puits de la société et leur situation en date du 31 décembre 2011.

	Puits producteurs				Puits non producteurs			
	Pétrole		Gaz naturel		Pétrole		Gaz naturel	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	252	208,89	160	116,04	302	250,79	172	132,45
Manitoba	23	23,00	-	-	12	12,00	-	-
Colombie-Britannique	-	-	-	-	-	-	1	0,54
Dakota du Nord	18	5,34	-	-	9	0,65	-	-
Total	293	237,23	160	116,04	323	263,44	173	132,99

Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant présente, en date du 31 décembre 2011, la superficie en acres bruts et nets des terrains non prouvés dans lesquels la société a une participation et le nombre d'acres nets à l'égard desquels ses droits d'exploration, de développement ou d'exploitation expireront dans moins d'un an, sauf intervention de sa part.

	Acres bruts		Acres nets	Acres nets expirant dans moins d'un an
	Bruts	Nets		
Alberta	413 645	396 247		7 498
Dakota du Nord	91 258	88 087		10 301
Manitoba	9 874	9 874		569
Total	514 777	494 208		18 368

Autre information concernant les coûts d'abandon et de remise en état

De façon générale, la société estime les coûts d'abandon des puits région par région. Ces coûts figurent dans le rapport de Sproule au titre de déductions pour en arriver à déterminer les produits des activités ordinaires nets futurs. Les coûts d'abandon totaux prévus, déduction faite de la valeur de récupération estimative, figurant dans le rapport de Sproule pour 271,98 puits nets dans la catégorie des réserves prouvées s'élèvent à 13,1 millions de dollars sans actualisation (4,2 millions de dollars au taux d'actualisation de 10 %), dont une tranche de 0,9 million de dollars devrait être engagée globalement en 2012, 2013 et 2014. Cette estimation ne tient pas compte des coûts de remise en état prévus pour les concessions de surface. La société devra prendre en charge sa quote-part des obligations environnementales en cours et de la remise en état définitive des terrains qu'elle détiendra au moment de les abandonner. Les obligations environnementales en cours devraient être financées par les flux de trésorerie.

Horizon fiscal

Selon les dépenses en immobilisations et les cours des matières premières prévus dans le rapport de Sproule, la société estime qu'elle devra payer un impôt sur les bénéfices avant 2014.

Frais engagés

Le tableau qui suit résume les dépenses en immobilisations engagées par la société au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

	Coûts d'acquisition des terrains		Aliénations de terrain	Frais d'exploration	Frais de développement
	Terrains prouvés	Terrains non prouvés			
Total (M \$)	7 034	17 875	(9 848)	5 531	145 019

Activité de forage

Le tableau qui suit présente les puits d'exploration et de développement bruts et nets qui ont été forés par la société selon la disponibilité de la foreuse au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

	Puits d'exploration		Puits de développement	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Puits de pétrole	2,00	2,00	33,00	30,36
Puits de gaz naturel	-	-	-	-
Puits de service	-	-	3,00	3,00
Puits secs	-	-	-	-
Total	2,00	2,00	36,00	33,36

Dépenses en immobilisations prévues

La société a annoncé un budget prévisionnel de dépenses en immobilisations d'environ 261 millions de dollars pour 2012, notamment environ 106 millions de dollars pour des acquisitions. Ces dépenses seront affectées en grande partie à des travaux de forage, de complétion, de raccordement et de construction d'installations qui s'élèveront à environ 125 millions de dollars, auxquelles s'ajouteront des dépenses en terrains, en données sismiques et autres d'environ 30 millions de dollars. La société compte forer 56 puits bruts (48,3 puits nets) en 2012 pour trouver du pétrole léger de haute qualité, la majeure partie de l'activité devant être concentrée à Waskada (12 puits bruts, 12 puits nets), au Dakota du Nord (17 puits bruts, 9,84 puits nets), à Nipisi/Gift (neuf puits bruts, neuf puits nets), à Valhalla (sept puits bruts, 5,46 puits nets) et à Silver Lake (12 puits bruts, 12 puits nets).

Production estimative

Le tableau suivant présente, pour chaque type de produit, le volume total de la production estimé par Sproule dans le rapport de Sproule pour 2012 et les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs tirés des réserves prouvées brutes et des réserves prouvées et probables brutes précitées.

	Pétrole brut léger et moyen (b/j)	Gaz naturel (kpi ³ /j)	Liquides du gaz naturel (b/j)	Bep (bep/j)	%
Réserves prouvées					
Silver Lake	1 039	641	12	1 158	14 %
Valhalla Sud	853	7 223	314	2 371	28 %
Waskada	946	0	0	946	11 %
Autres	2 091	9 905	253	3 995	47 %
Total – réserves prouvées	4 929	17 769	580	8 470	100 %
Réserves prouvées et probables					
Silver Lake	1 061	656	13	1 183	13 %
Valhalla Sud	1 425	11 830	514	3 911	44 %
Waskada	977	0	0	977	11 %
Autres	1 744	5 751	62	2 764	31 %
Total – réserves prouvées et probables	5 207	18 237	589	8 835	100 %

Production antérieure

Le tableau suivant présente, par trimestre pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011, certains renseignements concernant la production, les prix reçus pour les produits, les redevances payées, les charges d'exploitation et les rentrées nettes de la société.

Volume de production quotidien moyen

	Trimestres terminés les			
	31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011
Gaz naturel (kpi ³ /j)	11 915	12 334	14 313	17 885
Pétrole brut léger et moyen (b/j)	2 876	2 811	3 478	4 052
NGL (b/j)	214	184	303	482
Total (bep/j)	5 076	5 051	6 166	7 514

Prix reçus, redevances payées, frais de production et rentrées nettes – Pétrole brut

(\$ par b)	Trimestres terminés les			
	31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011
Prix reçus	77,86	92,36	80,29	88,60
Redevances payées	(10,47)	(11,59)	(10,65)	(10,67)
Frais de transport	(2,97)	(4,11)	(2,03)	(0,78)
Frais de production	(15,68)	(14,97)	(14,67)	(14,52)
Rentrées nettes ¹⁾	48,73	61,69	52,95	62,63

Prix reçus, redevances payées, frais de production et rentrées nettes – Gaz naturel

(\$ par kpi ³)	Trimestres terminés les			
	31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011
Prix reçus	3,88	4,13	3,81	3,49
Redevances payées	(0,70)	(0,97)	(0,80)	(0,26)
Frais de transport	(0,30)	(0,32)	(0,38)	(0,38)
Frais de production	(2,92)	(2,93)	(2,38)	(2,48)
Rentrées nettes¹⁾	(0,04)	(0,09)	0,25	0,38

Prix reçus, redevances payées, frais de production et rentrées nettes – Combiné

(\$ par bep)	Trimestres terminés les			
	31 mars 2011	30 juin 2011	30 sept. 2011	31 déc. 2011
Prix reçus	56,64	64,83	58,19	61,93
Redevances payées	(8,02)	(9,24)	(8,38)	(7,05)
Frais de transport	(2,54)	(3,25)	(1,77)	(1,41)
Frais de production	(16,73)	(16,39)	(12,14)	(14,92)
Rentrées nettes¹⁾	29,35	35,95	35,90	38,55

Note:

- 1) Les rentrées nettes sont établies après déduction des redevances payées et des frais de production, frais de transport compris, des prix reçus, compte non tenu de l'incidence des opérations de couverture.

Volume de production par champ

Le tableau suivant présente la production quotidienne nette moyenne tirée des principaux champs de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

Champ	Pétrole brut	Gaz naturel	Liquides du	Bep (bep/j)	%
	léger et moyen & LGN (b/j)		gaz naturel (b/j)		
Valhalla	753	4 894	195	1 763	30 %
Silver et Sounding Lake	1 194	669	13	1 318	22 %
Autre	1 360	8 569	90	2 878	48 %
Total	3 307	14 133	297	5 959	100 %

CAPITAL-ACTIONS

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en séries. En date du 21 mars 2012, 71 032 967 actions ordinaires sont émises et en circulation et aucune action privilégiée n'est émise ou en circulation.

Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires sont habilités : (i) à exprimer une voix par action ordinaire qu'ils détiennent à toutes les assemblées d'actionnaires de la société autres que les assemblées où les porteurs d'une catégorie ou d'une série d'actions se réunissent en tant que porteurs d'une catégorie ou d'une série d'actions, (ii) à recevoir les dividendes déclarés par la société sur les actions ordinaires; et (iii) sous réserve des actions ayant priorité de rang sur les actions ordinaires, à recevoir le reliquat des biens de la société au moment de la dissolution de la société, après le règlement de toutes les dettes.

Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises en une ou plusieurs séries. Le conseil d'administration est autorisé à fixer le nombre d'actions de chaque série ainsi qu'à établir leur désignation et les droits, privilèges, restrictions et conditions qui y sont rattachés. Les actions privilégiées ont priorité de rang sur les actions ordinaires, pour ce qui est du versement des dividendes et du partage des éléments d'actif en cas de liquidation ou de dissolution de la société ou de la cessation de ses activités.

POLITIQUE EN MATIÈRE DE DIVIDENDES

La société n'a pas déclaré ni versé de dividendes sur les actions ordinaires depuis sa constitution en société. Le conseil d'administration prendra la décision de verser des dividendes en fonction des bénéfices et des besoins financiers de la société et d'autres éléments contextuels pouvant intervenir à l'avenir.

TITRES ENTIÈRES

Aucun titre de la société n'est assujéti à l'entierement.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les actions ordinaires sont inscrites et affichées aux fins de négociation à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole « SGY » et sont négociées à cette bourse depuis le 21 octobre 2011. Les actions ordinaires étaient auparavant négociées à la Bourse de croissance TSX sous le même symbole. Le tableau suivant présente la fourchette des cours et le volume des opérations sur les actions ordinaires pour les périodes indiquées tels qu'ils ont été publiés par la Bourse de croissance TSX (avant le 21 octobre 2011) et par la Bourse de Toronto (du 21 octobre 2011 à ce jour).

Période	Fourchette de cours (en \$)		Période
	Haut	Bas	
2011			
Janvier	8,49	7,30	9 571 600
Février	9,25	8,00	10 750 064
Mars	9,74	7,87	7 799 273
Avril	9,20	7,75	5 384 697
Mai	9,70	7,91	6 366 730
Juin	9,87	8,98	4 295 669
Juillet	10,45	9,51	4 331 819
Août	9,68	8,11	3 987 315
Septembre	9,60	7,35	6 164 117
Octobre	8,90	6,31	3 449 379
Novembre	9,65	8,25	5 575 317
Décembre	9,74	8,65	4 610 816
2012			
Janvier	9,80	8,71	7 449 713
Février	10,50	9,41	8 936 648
Du 1 ^{er} au 21 mars	11,17	9,77	8 776 984

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Parallèlement à la réalisation du placement privé sans l'intervention d'un courtier le 13 avril 2010, les administrateurs et dirigeants de la société alors en poste ont été remplacés par les administrateurs et dirigeants de la société actuels, à l'exception de Murray Smith et Colin Davies, qui se sont joints au conseil d'administration le 12 juillet 2010 et le 9 juillet 2010, respectivement. Le nom, la municipalité de résidence, les principaux postes occupés au cours des cinq dernières années et le poste occupé au sein de la société de chaque administrateur et dirigeant de la société sont indiqués ci-dessous :

Nom et lieu de résidence

Poste

Principaux postes occupés au cours des cinq dernières années

P. Daniel O'Neil
Calgary (Alberta)

Administrateur,
président et chef de
la direction

Administrateur, président et chef de la direction de la société. Auparavant, président et chef de la direction de Breaker Energy Ltd., société pétrolière et gazière cotée en bourse, à compter de sa constitution en personne morale en septembre 2004 jusqu'à son acquisition par NAL Oil & Gas Trust en décembre 2009. M. O'Neil est également administrateur d'Hyperion Exploration Corp. et de Cathedral Energy Services.

Nom et lieu de résidence	Poste	Principaux postes occupés au cours des cinq dernières années
Paul Colborne ⁴⁾ Calgary (Alberta)	Président du conseil d'administration	Président de StarValley Oil & Gas Ltd., société pétrolière et gazière fermée, depuis octobre 2006, président du conseil d'administration de Legacy Oil and Gas Inc. et siège aux conseils d'administration de Crescent Point Energy Corp. et de Cequence Energy Ltd. Auparavant, M. Colborne a siégé comme administrateur de Wildstream Exploration Inc. jusqu'à ce que cette entreprise soit vendue en 2012, et comme président du conseil d'administration de TriStar Oil & Gas Ltd. jusqu'à ce que cette entreprise soit vendue en 2009, et comme administrateur de Breaker Energy Ltd., jusqu'à ce que cette entreprise soit vendue en 2009. Auparavant, M. Colborne a été président et chef de la direction de StarPoint Energy Trust, fonds de revenu pétrolier et gazier coté en bourse, jusqu'à sa fusion dont est issue Canetic Resources Trust en janvier 2006 et a été président du conseil d'administration de Seaview Energy Ltd ainsi qu'administrateur de Westfire Energy Ltd. et de Twin Butte Energy Ltd.
Robert Leach ²⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Président et chef de la direction de Custom Truck Sales Ltd., société fermée exploitant des concessionnaires de camions Kenworth en Saskatchewan et au Manitoba, et président d'International Fitness Holdings, division d'exploitation d'une société de capital d'investissement privée exploitant 25 centres sportifs en Alberta. Auparavant, M. Leach a été président du conseil d'administration de Breker Energy Inc.
Peter Bannister ¹⁾³⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Président de Destiny Energy Inc., société pétrolière et gazière fermée, président du conseil de Crescent Point Energy Corp. et siège également au conseil d'administration de Cequence Energy Ltd. Auparavant, M. Bannister a siégé comme administrateur de Breaker Energy Ltd jusqu'à ce que l'entreprise soit vendue en 2009. Il a été vice-président, Exploration de Mission Oil & Gas Inc. jusqu'à ce que l'entreprise soit vendue en 2006 et vice-président, Exploration de StarPoint Energy Inc., président d'Impact Energy Inc. et vice-président, Expansion de l'entreprise de Startech Energy Ltd. avant que ces entreprises ne soient vendues.
Keith Macdonald ¹⁾³⁾⁴⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Président de Bamako Investment Management Ltd., société de portefeuille de services-conseils financiers fermée. M. Macdonald est également administrateur de Bellatrix Exploration Ltd. et de Rocky Mountain Dealerships Inc., dont les titres sont inscrits à la cote de la Bourse de Toronto. Il est en outre administrateur de Madalena Ventures Inc. et de Mountainview Energy Ltd., dont les titres sont inscrits à la cote de la Bourse de croissance TSX, ainsi que d'autres sociétés pétrolières et gazières ouvertes et fermées.

Nom et lieu de résidence	Poste	Principaux postes occupés au cours des cinq dernières années
James Pasiaka ²⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	Associé du cabinet d'avocats national Heenan Blaikie S.E.N.C.R.L., srl depuis 2001. M. Pasiaka a siégé comme dirigeant et administrateur de nombreuses sociétés ouvertes du secteur de l'énergie, président du conseil de plusieurs sociétés pétrolières et gazières et a autrefois été secrétaire de Breaker Energy Ltd.
Murray Smith ^{1) 2)} Calgary (Alberta)	Administrateur	M. Smith est président d'une société fermée de services-conseils, Murray Smith and Associates, et administrateur de CriticalControl Business Solutions Corp. et siège aux conseils d'administration de quatre sociétés fermées. Auparavant, M. Smith a été représentant officiel de la province d'Alberta auprès des États-Unis d'Amérique jusqu'à 2007. Auparavant, il a été membre de l'Assemblée législative de la province d'Alberta et a été ministre de quatre différents ministères, soit l'énergie, le jeu, le travail et le développement économique de 1993 à 2005.
Colin Davies ^{3) 4)} Calgary (Alberta)	Administrateur	M. Davies est président et chef de la direction et administrateur de Corinthian Exploration Corp., société fermée possédant des actifs pétroliers et gazières situés en Alberta et au Dakota du Nord. Auparavant, M. Davies a été président et chef de la direction et administrateur de Corinthian Energy Corp., société pétrolière et gazière fermée fondée en 2004 et fusionnée à Surge Energy Inc. en juillet 2010.
Maxwell Lof Calgary (Alberta)	Chef des finances	Chef des finances de la société. Auparavant, chef des finances et vice-président, Finances de Breaker Energy Ltd., depuis sa constitution en personne morale en septembre 2004 jusqu'à son acquisition par NAL Oil & Gas Trust en décembre 2009.
Dan Brown Calgary (Alberta)	Chef de l'exploitation	Chef de l'exploitation de la société. Auparavant, chef de l'exploitation de Breaker Energy Ltd. d'août 2009 jusqu'à son acquisition par NAL Oil & Gas Trust en décembre 2009. Auparavant, M. Brown a été chef d'équipe d'une unité d'exploitation au sein d'une importante société de production nord-américaine.
Margaret Elekes Calgary (Alberta)	Vice-présidente, Terrains	Vice-présidente, Terrains de la société. Auparavant, agente foncière-conseil pour Breaker Energy depuis sa constitution en personne morale en septembre 2004, jusqu'à son acquisition par NAL Oil & Gas Trust en décembre 2009 et agente foncière-conseil auprès de Legacy Oil + Gas Inc. de décembre 2009 à mars 2010.
Malcolm Adams Calgary (Alberta)	Vice-président, Expansion de l'entreprise	Vice-président, Expansion de l'entreprise de la société. Auparavant, M. Adams a été vice-président d'ARC Financial Corp., d'octobre 2001 à avril 2010.

Nom et lieu de résidence	Poste	Principaux postes occupés au cours des cinq dernières années
Tee Ong Calgary (Alberta)	Vice-président, Ingénierie	Vice-président, Ingénierie de la société. Auparavant, M. Ong a occupé des postes d'ingénieur auprès de diverses sociétés pétrolières et gazières, notamment récemment au sein de Daylight Energy Ltd.
Kevin Angus Calgary (Alberta)	Vice-président, Exploration	Vice-président, Exploration de la société. Auparavant, M. Angus a été vice-président directeur et administrateur de Pegasus Oil and Gas Inc., de juin 2006 à août 2009, vice-président, Exploration, auprès de Mustang Resources Inc., de juin 2003 à juillet 2005 et président de KD Angus & Associates Ltd., de 1997 à 2003.

Notes :

- 1) Membre du comité d'audit
- 2) Membre du comité de rémunération
- 3) Membre du comité des réserves
- 4) Membre du comité de l'environnement, de la santé et sécurité

En tant que groupe, les administrateurs et membres de la haute direction de la société, directement ou indirectement, sont propriétaires de 2 635 063 actions ordinaires, correspondant à environ 4 % des actions ordinaires en circulation au 21 mars 2012, ou exercent le contrôle ou ont l'emprise sur ce pourcentage d'actions.

Ordonnances d'interdiction d'opérations

À la connaissance de la direction de la société, aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction de la société n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des dix années précédant cette date, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société qui :

- a) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance assimilable à une telle ordonnance ou d'une ordonnance qui refuse à cette société le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation canadienne en valeurs mobilières en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs prononcée pendant qu'il exerçait cette fonction;
- b) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance assimilable à une telle ordonnance ou d'une ordonnance qui refuse à la société le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières en vigueur pendant un délai de plus de 30 jours consécutifs prononcée après qu'il a cessé d'exercer cette fonction et découlant d'un événement survenu pendant qu'il exerçait cette fonction.

Faillites

À la connaissance de la direction de la société, aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction, ni aucun actionnaire détenant un nombre suffisant de titres de la société pour influencer de façon importante sur le contrôle de celle-ci, ni aucune société de portefeuille détenue par une telle personne :

- a) n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des 10 années précédant cette date, administrateur ou membre de la haute direction d'une société qui, pendant qu'il exerçait cette fonction ou dans l'année suivant la cessation de cette fonction, a fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, été poursuivi

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, et aucun séquestre, séquestre-gérant ou syndic de faillite n'a été nommé pour détenir ses biens;

- b) n'a, au cours des 10 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 poursuivi 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, et aucun séquestre, séquestre-gérant ou syndic de faillite n'a été nommé pour détenir ses biens.

Amendes ou sanctions

À la connaissance de la direction de la société, aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction ni aucun actionnaire détenant suffisamment de titres de la société pour influencer de façon importante sur le contrôle de celle-ci ne s'est vu imposer :

- a) soit des amendes ou des sanctions par un tribunal en vertu de la législation canadienne en valeurs mobilières ou par une autorité canadienne en valeurs mobilières, ni n'a conclu un règlement amiable avec celle-ci;
- b) soit toute autre amende ou sanction par un tribunal ou un organisme de réglementation qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement.

Conflits d'intérêts

Les administrateurs et les membres de la haute direction de la société peuvent prendre part à des activités et à des placements dans le secteur pétrolier et gazier qui ne relèvent pas de leurs fonctions ou de leurs charges d'administrateurs ou de membres de la haute direction de la société. Par conséquent, les administrateurs et les dirigeants sont susceptibles de se trouver en situation de conflit d'intérêts. La LSAA prévoit que, si un administrateur a un intérêt dans un contrat ou un projet de contrat ou d'entente, il doit dénoncer son intérêt dans ce contrat ou cette entente et s'abstenir de voter à l'égard d'une question relative à ce contrat ou à cette entente, sauf disposition contraire de la LSAA. Si un conflit d'intérêts naît, il doit être réglé conformément aux dispositions de la LSAA, au mandat écrit du conseil d'administration et aux politiques de gouvernance internes de la société.

À la date des présentes, la société n'a pas connaissance de conflits d'intérêts importants réels ou potentiels entre la société et un membre ou un dirigeant de la société.

COMITÉ D'AUDIT

Composition, règles et examen des services du comité d'audit

Les membres du comité d'audit du conseil d'administration sont Keith Macdonald (président), Murray Smith et Peter Bannister.

Le comité d'audit du conseil d'administration fonctionne en vertu de règles écrites qui établissent ses responsabilités et les exigences relatives à sa composition. Un exemplaire des règles figure à l'Annexe C de la présente notice annuelle.

Les règles du comité d'audit exigent de tous les membres du comité d'audit qu'ils possèdent les compétences financières nécessaires et soient indépendants au sens des lois en valeurs mobilières applicables. Tous les membres du comité d'audit répondent à ces exigences.

Les règles du comité d'audit exigent que les services non liés à l'audit fournis par les auditeurs de la société soient approuvés au préalable par le comité d'audit. Le comité d'audit a adopté une résolution déléguant à son président le pouvoir d'approuver la prestation, de temps à autre, de services non liés à l'audit par les auditeurs de la société, à la condition que : (i) ces services soient fournis conformément à une lettre de mission écrite énonçant les services devant être fournis et les honoraires exigés pour leur prestation; (ii) la prestation de ces services soit par ailleurs conforme aux règles du comité d'audit; (iii) les services confiés aux auditeurs ne puissent être assimilés de manière raisonnable à une fonction de gestion, à un mandat d'audit de leur propre travail ou à un rôle de représentation de la société; (iv) les honoraires exigés pour ces services ne soient pas supérieurs à 50 000 \$ par mission et (v) le président déclare au comité, à l'occasion de la prochaine réunion régulière prévue, qu'il a approuvé les services non liés à l'audit conformément à son pouvoir conféré par la résolution. Le comité d'audit approuve également au préalable tous les services d'audit et les honoraires devant être versés pour leur prestation.

Formation et expérience des membres

Le texte qui suit décrit la formation et l'expérience de chaque administrateur qui sont pertinentes pour l'exécution de ses fonctions de membre du comité d'audit.

Keith Macdonald

M. Macdonald est actuellement président de Bamako Investment Management Ltd., société fermée de services-conseils financiers et de portefeuille.

M. Macdonald est président du conseil, président, chef de la direction et administrateur d'EFL Overseas, Inc. ainsi qu'administrateur de Bellatrix Exploration Ltd., de Holloman Energy Corporation, de Madlena Venture Inc., de Mountainview Energy Ltd., de Rocky Mountain Dealerships Inc., de WCSB Oil and Gas Royalty Income 2010 Management Corp. et de WCSB Oil and Gas Royalty Income 2010-II Management Corp. Il a siégé à titre de président du conseil et (ou) de membre du comité d'audit de chacune de ces sociétés ainsi que de plusieurs autres sociétés pétrolières et gazières ouvertes, pour lesquelles il a agi comme administrateur. M. Macdonald a été également un administrateur de Breaker Energy Ltd. avant la vente de la société en 2009.

De 1994 à janvier 1999, M. Macdonald a été vice-président, Finances, et administrateur de New Cache Petroleum Ltd. M. Macdonald a fondé New Cache Petroleum Ltd. en 1988 et en a été le président jusqu'à sa fusion en 1994.

M. Macdonald est comptable agréé depuis 1980 et s'est vu décerner un baccalauréat en commerce (avec spécialisation en comptabilité et finances) de l'Université de Calgary en 1978.

Murray Smith

M. Smith est président d'une société fermée d'expertise-conseil, Murray Smith and Associates, et administrateur de Critical Control Business Solutions, et il siège au conseil d'administration de deux sociétés fermées. Auparavant, M. Smith était représentant officiel de la province de l'Alberta auprès des États-Unis d'Amérique jusqu'en 2007 et avant cela, il a été membre de l'assemblée législative de la province d'Alberta et a été ministre de quatre ministères, soit l'énergie, le jeu, le travail et le développement économique, de 1993 à 2005.

De 1998 à 2004 M. Smith était membre du Conseil du trésor du gouvernement de l'Alberta (chargé du budget annuel pour l'Alberta) et il a contribué à l'élimination de la dette de l'Alberta en 2004.

M. Smith possède un diplôme en économie de l'Université de Calgary (1971) et est diplômé de la London Business School où il a suivi le programme des cadres de direction (2000).

Peter Bannister

M. Bannister est actuellement président de Destiny Energy Inc., société pétrolière et gazière fermée, et est président du conseil de Crescent Point Energy Corp., société inscrite à la cote de la Bourse de Toronto. Jusqu'à la vente de cette société en février 2007, M. Bannister a été vice-président, Exploration, et administrateur de Mission Oil and Gas Inc., société inscrite à la cote de la Bourse de Toronto. Auparavant, il a été vice-président, Exploration, de StarPoint Energy Inc. avant sa conversion en fiducie de redevances, et président et administrateur d'Impact Energy Inc., toutes deux inscrites à la cote de la Bourse de Toronto. M. Bannister a antérieurement occupé le poste de vice-président, Expansion de l'entreprise, de Startech Energy Inc. avant qu'elle ne soit acquise par ARC Resources Ltd. fin 2000 et de vice-président, Exploration et expansion, et d'administrateur de Boomerang Resources Ltd. et de Laurasia Resources Limited, toutes deux des sociétés pétrolières et gazières ouvertes. M. Bannister a siégé au comité d'audit de Breaker Energy Ltd. jusqu'à la vente de la société en 2009.

M. Bannister a reçu son diplôme de l'Université de Calgary en 1981, ayant réalisé une spécialisation en géologie et une concentration secondaire en économie. Il a tout d'abord été engagé par Sproule Associates Limited comme géologue principal. Plus tard, à titre d'associé, il a participé à des activités de prospection et à l'évaluation de propriétés dans tout l'Ouest canadien, aux États-Unis et au Royaume-Uni. Il a consacré plusieurs années à la gestion de capitaux privés et à la mise au point et à la réalisation d'occasions de forage et d'acquisition pour les investisseurs. Depuis 1993, M. Bannister participe activement aux activités de sociétés pétrolières et gazières ouvertes.

Honoraires pour les services des auditeurs externes

Les auditeurs de la société sont KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. agit à ce titre depuis le 5 mai 2010. Collins Barrow Chartered Accountants LLP étaient auparavant les auditeurs de la société.

Le tableau suivant indique le total des honoraires facturés par Collins Barrow Chartered Accountants LLP à la société au cours de chacun des deux derniers exercices.

Exercice	Honoraires d'audit¹⁾	Honoraires liés à l'audit	Honoraires pour services fiscaux²⁾	Autres honoraires
2011	néant \$	néant \$	néant \$	néant \$
2010	158 114 \$	néant \$	11 346 \$	néant \$

Notes :

- 1) Les honoraires d'audit comprennent les honoraires relatifs à l'audit des états financiers annuels ou aux services normalement rendus dans le cadre des dépôts de documents ou des missions prévus par la loi et les règlements. Au cours de l'exercice 2010, les services rendus dans cette catégorie comprenaient des honoraires d'examen trimestriels.
- 2) Honoraires en matière de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de planification fiscale.

Le tableau suivant présente le total des honoraires facturés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. à la société au cours de chacun des deux derniers exercices.

Exercice	Honoraires d'audit¹⁾	Honoraires liés à l'audit	Honoraires pour services fiscaux²⁾	Autres honoraires
2011	293 500 \$	néant \$	54 500 \$	165 500 \$
2010	242 500 \$	néant \$	néant \$	néant \$

Notes :

- 1) Les honoraires d'audit comprennent les honoraires relatifs à l'audit des états financiers annuels ou aux services normalement rendus dans le cadre des dépôts de documents ou des missions prévus par la loi et les règlements. Au cours des exercices 2010 et 2011, les services rendus dans cette catégorie comprenaient des honoraires d'examen trimestriels.
- 2) Honoraires en matière de conformité fiscale, de conseils fiscaux et de planification fiscale.

CONTEXTE DE L'INDUSTRIE

L'industrie du pétrole et du gaz naturel fait l'objet d'un nombre important de mesures de contrôle et de règlements qui régissent ses activités (visant notamment le régime foncier, l'exploration, le développement, la production, le raffinage, le transport et la commercialisation) mis en place par la législation adoptée par divers ordres de gouvernement et relatifs à la fixation des prix et à l'imposition du pétrole et du gaz naturel, par voie de conventions conclues entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et du Manitoba, que les investisseurs éventuels dans le secteur pétrolier et gazier devraient étudier attentivement. Ces mesures de contrôle ou ces règlements ne devraient pas, selon toute attente, avoir sur l'exploitation de la société des incidences sensiblement différentes de celles qu'ils pourraient avoir sur d'autres émetteurs du secteur pétrolier et gazier d'envergure similaire. La législation actuelle est du domaine public, et la société n'est pas en mesure de prédire si d'autres lois ou modifications seront promulguées. Les principaux éléments de la législation, de la réglementation et des conventions régissant le secteur du pétrole et du gaz dans les territoires où la société exerce ses activités sont décrits ci-dessous.

Fixation des prix et commercialisation du pétrole

Au Canada, les producteurs de pétrole négocient des contrats de vente directement avec les acheteurs de pétrole, de sorte que ce soient les lois du marché qui déterminent le prix du pétrole. Ce prix dépend en partie du type et de la qualité du pétrole, du prix des carburants concurrents, de la distance des marchés, de la valeur des produits raffinés, de l'offre et la demande et d'autres modalités contractuelles. Les exportateurs de pétrole ont également le droit de conclure des contrats d'exportation et d'exporter du pétrole à condition d'obtenir préalablement, pour ce qui est des contrats dont la durée est inférieure à un an dans le cas du pétrole brut léger et à deux ans dans le cas du pétrole brut lourd, une ordonnance d'exportation de l'Office national de l'énergie. L'exportation effectuée dans le cadre d'un contrat d'une durée plus longue (à savoir d'un maximum de 25 ans) exige l'obtention d'un permis d'exportation délivré par l'Office national de l'énergie et moyennant l'autorisation du gouverneur en conseil.

En début d'année 2012, les écarts se sont creusés à la fois entre les prix du pétrole léger WTI et du pétrole léger Edmonton Par et ceux du pétrole moyen à lourd WTI Cromer/WCS/Hardisty, et le marché a été marqué par une plus grande instabilité des prix. L'Ouest du Canada et le Dakota du Nord ont vu leurs volumes de production du pétrole brut augmenter sensiblement au cours des dernières années. Il en est résulté des contraintes sur la capacité de transport du pipeline, ce qui a donné lieu à une répartition sur les pipelines principaux et, partant, à un refoulement sur les pipelines secondaires locaux. En outre, les raffineries PADD II ont subi récemment des pannes de courant imprévues et fonctionnent à plein rendement. Ces facteurs ont creusé davantage les écarts de prix. Une activité réduite au cours de la période de la débâcle du printemps, le renversement du sens d'écoulement du pipeline Seaway, une

réduction du nombre de réhabilitations de raffineries PADD II et d'éventuels projets de prolongement de pipelines sont des facteurs qui peuvent atténuer les écarts de prix et l'instabilité marquée des prix.

Capacité pipelinière

Bien que les travaux de prolongement des oléoducs et des gazoducs soient toujours en cours, l'absence de capacité ferme du réseau pipelinier continue d'avoir des répercussions sur le secteur pétrolier et gazier et de limiter la capacité de production et de commercialisation de celle-ci. En outre, le contingentement de la capacité des réseaux pipeliniers interprovinciaux continue de nuire aux possibilités d'exportation du pétrole et du gaz naturel.

L'Accord de libre-échange nord-américain

L'ALENA intervenu entre les gouvernements du Canada, des États-Unis et du Mexique est entré en vigueur le 1^{er} janvier 1994. L'ALENA met en œuvre la plupart des modalités importantes en matière de ressources énergétiques énoncées dans l'Accord de libre-échange conclu entre le Canada et les États-Unis. Pour ce qui est des ressources énergétiques, le Canada demeure libre d'en autoriser ou non l'exportation aux États-Unis ou au Mexique, à la condition que les restrictions à l'exportation soient justifiées en vertu de certaines dispositions de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce et qu'elles n'aient pas pour effet : (i) de réduire la proportion des ressources énergétiques exportées par rapport à l'offre totale de ressources énergétiques (en fonction de la proportion relative observée au cours de la dernière période de 36 mois ou au cours de toute période de référence convenue entre les parties); (ii) d'imposer un prix à l'exportation supérieur au prix intérieur, sous réserve d'une exception portant sur certaines mesures qui limitent uniquement le volume des exportations; et (iii) de perturber les réseaux d'approvisionnement habituels. Il est interdit aux trois pays d'imposer des exigences minimales ou maximales en matière de prix à l'exportation ou à l'importation; toutefois, dans le cas des exigences relatives aux prix à l'exportation, il n'est pas permis d'imposer de telles exigences lorsque toute autre forme de restrictions d'ordre quantitatif est interdite, et, dans le cas des exigences relatives aux prix à l'importation, ces exigences ne s'appliquent pas à la mise en application d'ordonnances et d'engagements de compensation et antidumping.

L'ALENA prévoit la réduction des mesures de restriction du commerce imposées par le Mexique dans le secteur de l'énergie et interdit les mesures de restriction à la frontière et les taxes à l'exportation discriminatoires. Il impose également aux organismes de réglementation des mesures de discipline plus claires qui visent à assurer l'application équitable des modifications apportées aux règlements et à réduire au minimum les entraves aux ententes contractuelles et à éviter toute ingérence indue dans le cadre des ententes tarifaires, de commercialisation et de distribution, mesures qui sont importantes pour les exportations canadiennes de gaz naturel.

Redevances et mesures incitatives provinciales

Généralités

Outre la réglementation fédérale, chaque province a adopté des lois et des règlements qui régissent le régime foncier, les redevances, les taux de production, la protection de l'environnement et d'autres questions. Le régime de redevances est un élément déterminant de la rentabilité de la production de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel et de soufre. Les redevances payables sur la production tirées de terrains n'appartenant pas à la Couronne sont fixées par voie de négociations entre le propriétaire minier et le locataire, bien que la production provenant de ces terrains soit également assujettie à certaines taxes et redevances provinciales. Les activités qui ne sont pas exercées sur les terrains de la Couronne et qui sont assujetties aux dispositions de conventions particulières sont également habituellement assujetties à des redevances négociées entre le propriétaire minier et le

locataire. Ces redevances ne sont pas admissibles aux programmes incitatifs mis en place par les divers gouvernements et décrits ci-dessous. Les redevances de la Couronne sont fixées par règlement environnemental et leur montant correspond généralement à un pourcentage de la valeur de la production brute. Le taux des redevances exigibles dépend généralement en partie des prix de référence établis par règlement, de la productivité des puits, de l'emplacement géographique, de la date de découverte du gisement, des méthodes de récupération et du type ou de la qualité des produits du pétrole. D'autres redevances et droits similaires à des redevances sont parfois prélevés sur la participation du propriétaire de l'intérêt dans le cadre d'opérations de gré à gré, redevances qui sont souvent désignées redevances dérogatoires, redevances dérogatoires brutes ou participations du concessionnaire ou intéressements différés nets.

Les gouvernements des provinces de l'Ouest du Canada créent à l'occasion des programmes d'incitation destinés à favoriser l'exploration et le développement. Ces programmes prévoient souvent des réductions du taux de redevances, des exemptions temporaires du versement de redevances et des crédits d'impôt visant à stimuler les activités d'exploration de pétrole et de gaz naturel ou des projets de récupération de pointe. Ces programmes visent à encourager les activités d'exploration et de développement en augmentant les bénéfices et les flux de trésorerie des participants du secteur. Les exemptions temporaires et les réductions de redevances sont censées réduire le montant des redevances destinées à la Couronne versées par les producteurs de pétrole et de gaz aux gouvernements provinciaux et augmenter ainsi le revenu net et les fonds tirés de l'exploitation de ces producteurs. Toutefois, au cours des dernières années, les gouvernements provinciaux ont eu tendance à abandonner ces programmes d'incitation en ne les renouvelant pas si bien qu'actuellement seul un nombre négligeable de ces programmes sont toujours en vigueur.

Alberta

En Alberta, les taux des redevances de la Couronne exigibles sur le pétrole conventionnel et le gaz naturel varient selon le moment où le puits a été foré, la profondeur du puits, le volume de production du puits et le prix du pétrole et du gaz naturel. Le 25 octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a instauré un nouveau régime de redevances qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009 et qui s'applique à tous les puits de pétrole traditionnels et de gaz naturel existants en Alberta. Le nouveau régime de redevances fixe le taux des redevances exigibles par puits selon une échelle mobile de prix qui tient compte du prix du pétrole et (ou) du gaz naturel et des volumes de production du puits.

Selon le nouveau régime de redevances albertain, la redevance réservée à la Couronne de l'Alberta sur la production de pétrole traditionnel varie entre zéro pour cent et 50 pour cent et plafonne à cinquante pour cent une fois que le prix du pétrole traditionnel atteint la barre des 120 \$ CA le baril. La redevance exigible sur la production du gaz naturel selon le nouveau régime de redevances se situe entre cinq pour cent et 50 pour cent et plafonne à 50 pour cent une fois que le prix du gaz naturel atteint la barre des 16,59 \$ CA le gigajoule. Les programmes de forage profond de gaz naturel et de forage profond de reconnaissance de pétrole ont été choisis pour le nouveau régime de redevances. Le nouveau régime de redevances fixe également les redevances sur les liquides de gaz naturel à 40 pour cent pour les pentanes et à 30 pour cent pour les butanes et le propane.

Le 19 novembre 2008 et le 24 novembre 2008, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un programme de redevances de transition facultatif sur cinq ans (le « **programme de transition** »). Le programme de transition s'applique aux puits de pétrole traditionnels et de gaz naturel 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, le producteur peut faire un choix unique d'exploiter le puits soit sous le programme de transition, soit sous le nouveau régime de redevances. À compter du 1^{er} janvier 2014, toute la production visée par le programme de transition sera transférée au nouveau régime de redevances. Les programmes de forage profond de gaz naturel et de forage profond de reconnaissance de pétrole ne sont pas ouverts aux puits exploités dans le cadre du régime de transition.

Pour ce qui est du pétrole traditionnel produit dans le cadre du programme de transition, la redevance réservée à la Couronne de l'Alberta varie selon le cru du gisement (lorsque le gisement a été découvert), la densité du pétrole, le volume de production au puits et le prix du pétrole. La redevance plafonne à 35 pour cent, soit le maximum qui est atteint lorsque le prix du pétrole s'établit à environ 30 \$ CA le baril, en fonction d'autres facteurs, comme les taux de production.

Pour ce qui est du gaz naturel produit dans le cadre du programme de transition, la redevance réservée à la Couronne de l'Alberta varie selon le cru, le volume de production et le prix du gaz naturel indexé en fonction de l'inflation, moins les rajustements au titre du coût du traitement de la part du gaz naturel attribuable à la Couronne. La redevance variera entre 15 pour cent et 35 pour cent, soit le maximum qui est atteint lorsque le prix du gaz naturel s'établit à environ 3,70 \$ CA le gigajoule, en fonction d'autres facteurs, comme les taux de production.

Le 3 mars 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un programme incitatif supplémentaire relativement aux puits de pétrole et de gaz forés sur les terres de la Couronne de l'Alberta. Ce programme prévoit que, à l'égard des puits forés entre le 1^{er} avril 2009 et le 1^{er} avril 2011, l'exploitant recevra a) un crédit de forage correspondant à 200 \$ de redevance par mètre foré de puits de pétrole conventionnel et de gaz naturel, et b) un taux de redevance maximal de cinq pour cent sur ces puits jusqu'au premier des événements suivants à survenir : l'écoulement de douze mois civils ou la production de 50 000 barils de pétrole ou 500 millions de pieds cubes (Mpi³) de gaz naturel.

En avril 2010, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la création d'un autre programme incitatif de redevances relativement aux projets de forage horizontal de puits de pétrole. Les puits de pétrole horizontaux forés à compter du 1^{er} mai 2010 sont admissibles au programme des taux de redevances applicables aux nouveaux puits de pétrole horizontaux. Ce programme incitatif prévoit un taux de redevances réduit applicable aux nouveaux puits de pétrole horizontaux pendant les 18 à 48 premiers mois de production, en fonction de la profondeur du forage, jusqu'à un volume de production total établi se situant entre 50 000 et 100 000 bep (le plafond de bep est calculé à 10 : 1).

Colombie-Britannique

Le pétrole extrait sur les concessions de la Couronne en Colombie-Britannique est assujéti à des redevances de la Couronne à des taux qui varient entre zéro et 40 pour cent. Les taux des redevances de la Couronne de la Colombie-Britannique dépendent du volume produit mensuellement, de l'année de la découverte du gisement de pétrole (soit du fait que le pétrole a été produit à partir d'un gisement découvert avant ou après le 31 octobre 1975), de la question de savoir si la production de pétrole est considérée comme de troisième niveau ou tirée d'un puits fermé au moins 36 mois immédiatement avant le 1^{er} janvier 1981 qui respectait les exigences relatives à l'emplacement et qui a cessé la production à compter de cette date et de la viscosité du pétrole produit. Le pétrole produit à partir de gisements découverts après le 30 juin 1974 peut être dispensé du paiement d'une redevance pendant les 36 premiers mois de production jusqu'à un certain seuil maximal de production mensuelle et est par la suite assujéti au paiement de redevances. Sous réserve des redevances minimales décrites dans la phrase qui suit, la redevance payable sur le gaz naturel est calculée à l'aide d'une échelle progressive fondée sur un prix de référence qui est le plus élevé entre le montant obtenu par le producteur et un prix minimal fixé. Le gaz naturel produit conjointement avec le pétrole est assujéti à une redevance minimale de huit pour cent alors que la redevance à l'égard d'un autre type de gaz ne peut être de moins de neuf pour cent. Les puits de gaz naturel forés après mai 1998 ont un taux de redevance maximal de 27 pour cent. Les puits de gaz naturel qui produisent moins qu'un volume de gaz naturel quotidien déterminé peuvent être admissibles à une réduction du taux de redevance applicable.

Manitoba

Au Manitoba, le montant de la redevance payable sur le pétrole tiré des terres de la Couronne dépend de la catégorie dans laquelle classer le pétrole, soit comme « pétrole ancien » (extrait d'un puits foré avant le 1^{er} avril 1974 qui ne rentre pas dans la catégorie du pétrole nouveau ou du pétrole de troisième niveau); comme « pétrole nouveau » (qui n'est pas du pétrole de troisième niveau et qui est extrait d'un puits foré à compter du 1^{er} avril 1974 mais avant le 1^{er} avril 1999 ou d'un puits abandonné qui a fait l'objet d'une reprise durant cette période, d'un puits de pétrole ancien qui résulte d'un projet de récupération assistée mis en oeuvre durant cette période ou d'un puits horizontal); comme « pétrole de troisième niveau » (extrait d'un puits vertical foré après le 1^{er} avril 1999, d'un puits abandonné qui a fait l'objet d'une reprise après cette date, d'un puits vertical inactif qui est réactivé après cette date, d'un puits marginal ayant subi un reconditionnement important ou d'un puits de pétrole ancien ou d'un puits de pétrole nouveau qui résulte d'un projet de récupération assistée mis en oeuvre après cette date); ou encore comme « pétrole exempté » (soit le pétrole pour lequel n'est exigible aucune redevance ou ni aucun impôt). Les taux de redevance sont établis selon une échelle mobile, en fonction de la production de pétrole mensuelle attribuable à une surface unitaire ou la production de pétrole attribuée à une parcelle unitaire aux termes d'un accord d'union ou d'un arrêté d'union du ministre. En ce qui concerne les puits horizontaux, la redevance imposée sur le pétrole produit à partir de terres de la Couronne est établie d'après la production de pétrole attribuée à une surface unitaire conformément à la réglementation applicable.

La redevance payable sur la production de gaz naturel extrait des terres de la Couronne correspond à 12,5 % du volume du gaz naturel vendu.

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

Le gouvernement du Manitoba offre un programme d'encouragement au forage (*Drilling Incentive Program*) (le « Programme ») visant à encourager les investissements dans la mise en valeur durable des ressources de pétrole. Le Programme confère au titulaire de permis visant des puits récemment forés, ou des puits admissibles qui ont fait l'objet d'un reconditionnement important, un certain « volume de pétrole exempté »; ainsi, aucune redevance de la Couronne ni aucun impôt sur la production en propriété franche ne sont payables avant que le volume de pétrole exempté n'ait été produit. Aux termes du Programme, les puits forés à des fins d'injection (ou les puits convertis en puits d'injection avant que les volumes de pétrole préétablis ne soient extraits), dans le cadre d'un projet de récupération améliorée du pétrole, sont admissibles à une exemption de un an à l'égard de certaines parties du projet.

Le Programme comporte les éléments suivants :

- une mesure d'encouragement visant les nouveaux puits (*New Well Incentive*) qui offre aux titulaires de permis visant des puits non horizontaux récemment forés avant le 1^{er} janvier 2014 de bénéficier d'un volume de pétrole exempté d'un maximum de 10 000 m³;
- une mesure d'encouragement visant le forage en profondeur (*Deep Drilling Incentive*) qui offre aux titulaires de permis qui forent un puits dont la profondeur totale est suffisante pour accéder à la formation *Duperow* du Dévonien de bénéficier d'un volume de pétrole exempté de 20 000 m³, et les titulaires de permis qui forent un puits plus profond que la formation *Three Forks* du Dévonien peuvent céder, en une seule fois, un volume de pétrole exempté de 10 000 m³ maximum extrait par des forages ou

des reconditionnements importants antérieurs réalisés à l'égard du volume de pétrole exempté du puits en cause;

- une mesure d'encouragement visant le forage de puits horizontaux (*Horizontal Well Initiative*) qui offre aux titulaires de permis visant des puits horizontaux forés avant le 1^{er} janvier 2014 un volume de pétrole exempté de 10 000 m³, et une section horizontale forée à partir d'un puits horizontal existant entre le 1^{er} janvier 2009 inclus et le 1^{er} janvier 2014 exclus de bénéficier d'un volume de pétrole exempté supplémentaire de 3 000 m³;

- une mesure d'encouragement visant le reconditionnement important de puits marginaux (*Marginal Well Major Workover Incentive*) qui offre aux titulaires de permis de puits marginaux ayant fait l'objet d'un reconditionnement important qui a été terminé avant le 1^{er} janvier 2014, de bénéficier d'un volume de pétrole exempté de 500 m³, un puits de pétrole marginal étant défini comme étant un puits abandonné ou un puits qui n'était pas exploité au cours des 12 mois précédents ou dont la production de pétrole s'établissait en moyenne à moins de 1 m³ par jour d'exploitation;

- une mesure d'encouragement visant les puits d'injection (*Injection Well Incentive*) qui offre une exemption d'un an de redevances de la Couronne ou de l'impôt sur la production en propriété franche sur la production attribuée à une parcelle unitaire où un puits est foré ou est converti dans le but d'y injecter de l'eau.

De plus, le volume de pétrole exempté qui est extrait d'un puits récemment foré ou d'un puits marginal qui a fait l'objet d'un reconditionnement important peut être transféré à un compte de volume de pétrole exempté (*Holiday Oil Volume*) à la demande du titulaire du permis, dans le but d'optimiser la valeur du volume de pétrole exempté qui est acquis en offrant à une société la possibilité de répartir des volumes de pétrole exempté extrait entre de nouveaux puits.

Régime foncier

Le pétrole brut et le gaz naturel situés dans les provinces de l'Ouest canadien appartiennent en majeure partie aux gouvernements provinciaux respectifs. Les gouvernements provinciaux accordent des droits d'exploration et de production de pétrole et de gaz naturel aux termes de baux, de licences et de permis dont les durées varient et selon les conditions prescrites par la législation provinciale, notamment la condition d'exécuter des travaux précis ou les modalités de paiement. Le pétrole et le gaz naturel situés dans ces provinces peuvent être également détenus en propriété privée et les droits d'exploration et de production de ce pétrole et de ce gaz naturel sont concédés par bail, moyennant les modalités négociées.

Réglementation en matière de protection de l'environnement

Le secteur du pétrole et du gaz naturel est assujéti à une réglementation sur la protection de l'environnement adoptée en vertu de la législation provinciale et fédérale. Les lois sur la protection de l'environnement prévoient des restrictions et des interdictions relatives aux rejets ou aux émissions et la réglementation sur l'entreposage et le transport en prévoit sur diverses matières produites ou utilisées dans le cadre de certaines activités pétrolières et gazières, ce qui peut avoir une incidence sur l'emplacement et l'exploitation de puits et d'installations et la mesure dans laquelle il est permis de faire des travaux d'exploration et de développement. En outre, la législation prévoit que les autorités provinciales ont le pouvoir d'exiger que le site d'un puits et d'installations soit abandonné et remis en état à leur satisfaction. De plus, les lois sur la protection de l'environnement applicables peuvent imposer l'obligation de remettre en état un bien immeuble désigné comme étant un site contaminé à certaines personnes responsables, notamment les personnes responsables de la matière ayant causé la contamination, les personnes ayant causé l'écoulement de la matière et les anciens ou actuels propriétaires, locataires ou autres personnes en possession du site. L'observation de cette législation peut

supposer d'importantes dépenses en immobilisations et une contravention à cette législation peut entraîner la suspension ou la révocation des licences et autorisations nécessaires, la responsabilité civile pour le préjudice résultant de la pollution, l'imposition d'amendes et de pénalités ou d'un ordre de nettoyer.

La protection de l'environnement de la province de l'Alberta est régie par la loi intitulée *Environmental Protection and Enhancement Act* (Alberta) et la loi intitulée *Oil and Gas Conservation Act* (Alberta). La Loi intitulée *Environmental Assessment Act* est entrée en vigueur en Colombie-Britannique le 30 juin 1995. Cette loi substitue au processus d'examen des projets énergétiques d'envergure un seul processus d'évaluation environnementale auquel le public participe.

La législation environnementale régissant l'industrie du pétrole et du gaz dans la province du Manitoba est, en grande partie, contenue dans la *Loi sur le pétrole et le gaz naturel* qui prévoit des dispositions liées à l'environnement tirées de la *Loi sur l'environnement* et de la *Loi sur les droits de surface*. Cette législation impose des obligations visant la protection, la préservation et, au besoin, la remise en état du milieu et prévoit des pénalités en cas de non-respect de ces obligations.

Outre la législation provinciale en matière de protection de l'environnement déjà en vigueur, le gouvernement fédéral et plusieurs gouvernements provinciaux ont annoncé leur intention de régir l'émission des gaz à effet de serre et d'autres polluants de l'air. Ces gouvernements élaborent actuellement des cadres réglementaires et politiques en vue de donner suite à leurs promesses. Dans la plupart des cas, il reste certains détails techniques à régler concernant la mise en œuvre et la coordination des plans visant à régir les émissions. De plus, selon toute attente, les gouvernements fédéral et provinciaux pourraient faire encore d'autres annonces et mettre en place d'autres cadres réglementaires visant à régler certaines questions touchant les émissions. Comme ces programmes fédéral et provinciaux en sont toujours à l'étape de projet, la société n'est pas en mesure de prédire toutes les répercussions que la réglementation aura éventuellement sur son entreprise.

Les lois et règlements sur la protection de l'environnement ont et continueront d'avoir à divers degrés une incidence sur l'exploitation de la société. La société est résolue à assumer sa responsabilité de protéger l'environnement et elle prendra les mesures nécessaires pour assurer le respect des lois et des règlements sur la protection de l'environnement dans les territoires où elle exerce des activités. La société estime raisonnablement vraisemblable que la tendance des lois et de la réglementation en matière d'environnement soit au resserrement des normes et prévoit augmenter ses dépenses en immobilisations et en espèces en raison du resserrement des lois en matière de protection de l'environnement. Toutefois, il n'est pas possible pour le moment de chiffrer ces dépenses et les lois et règlements actuels et futurs en matière d'environnement qui régissent les activités pétrolières et gazières de la société ne devraient pas avoir une incidence défavorable sur sa position concurrentielle.

FACTEURS DE RISQUE

Un placement dans les actions ordinaires comporte certains risques. Les épargnants devraient étudier attentivement les facteurs de risque suivants :

Risques relatifs à l'exploitation

Les activités d'exploration du pétrole et du gaz naturel sont assujetties à tous les risques et dangers habituellement associés à ce genre d'activités, notamment les dangers d'incendie, d'explosion, d'éruption et de déversements de pétrole, chacun étant susceptible d'entraîner des dommages importants aux puits de pétrole et de gaz naturel, aux installations de production, à d'autres biens et à l'environnement ou de causer des blessures. Conformément à la pratique dans l'industrie, la société n'est pas entièrement assurée contre tous ces risques, qui ne sont pas tous assurables. Bien que la société ait contracté une assurance responsabilité d'un montant qu'elle juge suffisant, la nature de ces risques est telle que les

obligations nées d'un sinistre pourraient dépasser les limites de la police, auquel cas la société pourrait devoir engager des sommes considérables, ce qui pourrait avoir des répercussions importantes sur sa situation financière. Les activités de production de pétrole et de gaz naturel comportent également tous les risques qui sont d'habitude inhérents à ce type d'activités, notamment l'épuisement prématuré des gisements et l'infiltration d'eau dans les gisements de production.

Les activités d'exploration et de développement du pétrole et du gaz naturel dépendent de la disponibilité de l'équipement de forage et d'appareils accessoires dans les régions où ces activités seront exercées. La demande pour ce genre d'équipement limité ou les restrictions d'accès pourraient avoir une incidence sur la disponibilité de l'équipement pour la société et pourraient retarder les activités d'exploration et de développement.

Dans la mesure où la société ne sera pas l'exploitant de ses terrains pétroliers et gaziers, elle dépendra de ces exploitants pour ce qui est du choix du moment où les activités reliées à ces terrains sont exercées et elle sera la plupart du temps dans l'incapacité de diriger ou de contrôler les activités de l'exploitant. Les paiements effectués sur la production sont perçus par l'exploitant et, si l'exploitant devenait insolvable, il y a un risque de retard à recevoir ces revenus et qu'il faille engager des dépenses supplémentaires pour les percevoir. Bien que la société ait l'intention d'exploiter la majorité de ses terrains, rien ne garantit qu'elle en demeurera l'exploitant ni qu'elle exploitera les autres terrains dont elle pourrait faire l'acquisition à l'avenir.

En outre, la réussite de la société sera largement tributaire du rendement des membres de sa direction et de ses employés clés. La société n'a pas contracté de police d'assurance collaborateurs et, par conséquent, le décès ou le départ d'un dirigeant ou d'un employé clé risque d'avoir une incidence défavorable importante sur elle.

Gaz naturel corrosif

Certains terrains actuels ou futurs de la société comprennent ou peuvent comprendre des puits qui produisent du gaz naturel corrosif et des installations qui traitent le gaz naturel corrosif. Une émission ou une fuite accidentelle de gaz corrosif peut se révéler fatale ou causer de graves blessures. En raison des dangers liés au forage pour l'obtention de gaz corrosif ainsi qu'à sa production, à son traitement et à son transport, la société doit prendre en charge des coûts de conformité accrus en matière de protection de l'environnement, de santé et de sécurité. En outre, la société pourrait avoir à assumer des obligations importantes advenant une émission ou une fuite accidentelle de gaz naturel corrosif. La société a mis en place des politiques et des protocoles destinés à traiter ce risque, mais il n'est pas possible pour un émetteur d'éliminer tous les risques liés à la production, au traitement et au transport du gaz naturel corrosif.

Fracturation hydraulique

Le recours de plus en plus fréquent dans certains territoires des États-Unis à la technique dite de la fracturation hydraulique en tant que technique de récupération employée dans le forage du gaz naturel a fait l'objet d'une attention de plus en plus soutenue de l'opinion publique en ce qui concerne les aspects environnementaux de cette technique, en particulier s'agissant de son incidence éventuelle sur les aquifères locaux. La société a recours à la fracturation hydraulique dans un nombre important de puits de pétrole léger qu'elle fore et aménage. La perception négative du public suscitée par la fracturation hydraulique pourrait exercer une pression sur les gouvernements des territoires dans lesquels la société exerce ses activités, les incitant à fixer des exigences réglementaires ou des restrictions supplémentaires à l'utilisation de la fracturation hydraulique, ce qui pourrait, par conséquent, restreindre les activités de la société et augmenter ses coûts.

Estimations de réserves

L'évaluation des quantités, des réserves et de la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs en découlant comporte plusieurs incertitudes, y compris de nombreux facteurs échappant au contrôle de la société. Les données relatives aux réserves fournies dans le rapport de Sproule et décrites aux présentes, notamment les données relatives à la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs tirés des réserves, ne constituent qu'une estimation seulement. Cette estimation est fondée sur plusieurs hypothèses ayant trait à des facteurs comme les taux de production initiaux, les taux de la baisse de production, la récupération maximale des réserves, le moment et le montant des dépenses en immobilisations, la facilité d'écoulement de la production, les prix futurs du pétrole et du gaz naturel, les frais d'exploitation et les redevances ainsi que les autres droits que les gouvernements pourraient imposer au cours de la vie productive des réserves. Ces hypothèses sont fondées sur des prévisions de prix ayant cours à la date à laquelle le rapport de Sproule a été établi et plusieurs de ces hypothèses sont susceptibles de changer et échappent au contrôle de la société. En fin de compte, les réserves réelles attribuables aux terrains de la société différeront des estimations fournies dans le rapport de Sproule et les écarts pourraient être importants et avoir une incidence sur le cours des actions ordinaires.

Remplacement des réserves

Les réserves de pétrole et de gaz futures de la société et la production et les flux de trésorerie qui en seront tirés dépendent surtout de l'acquisition ou de la découverte de nouvelles réserves. Sans l'ajout continu de nouvelles réserves, les réserves dont dispose la société à un moment donné s'épuiseront graduellement au fur et à mesure qu'elles sont exploitées et leur production ralentira en conséquence. L'augmentation future des réserves dépendra non seulement de la capacité de la société à développer les terrains dont elle dispose de temps à autre, mais également de sa capacité à choisir et à acquérir des terrains ou des projets productifs convenables. Rien ne garantit que les travaux futurs d'exploration et de développement aboutiront à la découverte et au développement d'autres gisements commerciaux de pétrole et de gaz naturel.

Incapacité éventuelle à tirer les avantages escomptés des acquisitions récentes et futures

La société a réalisé plusieurs acquisitions d'éléments d'actif et d'entreprises en vue de consolider sa position au sein du secteur pétrolier et gazier et de saisir l'occasion de réaliser certains avantages, notamment des économies potentielles. La possibilité de tirer avantage de cette acquisition et d'acquisitions futures dépend, en partie, du regroupement des fonctions et de l'intégration des activités, des procédures et du personnel, en temps utile et de manière efficace, de même que de la capacité de la société à tirer avantage des occasions de croissance et de synergie en regroupant les entreprises et les activités acquises avec les siennes. L'intégration des entreprises acquises suppose que la direction consacre des efforts, du temps et des ressources considérables et détourne son attention et ses ressources d'autres occasions stratégiques et aspects de l'exploitation pendant le processus d'intégration. Le processus d'intégration est susceptible d'entraîner la perte d'employés clés et de perturber les activités courantes et les relations avec les clients et les employés, ce qui pourrait avoir des incidences défavorables sur la capacité de la société à tirer les avantages escomptés de ces acquisitions et ceux d'acquisitions futures.

Accès aux services

L'accès aux services nécessaires au forage et à l'achèvement du type de puits de pétrole horizontaux qui forment une partie importante des activités d'exploitation et de développement planifiées de la société en 2012 est de plus en plus difficile en raison de la demande accrue et de la concurrence pour ces

services. Cette contrainte pourrait entraîner une augmentation des coûts pour ces services ou un retard dans les activités d'exploration et de développement planifiées.

Risques liés aux acquisitions

Les acquisitions de terrains ou de sociétés pétroliers et gaziers se fondent en grande partie sur les évaluations techniques, environnementales et économiques faites par l'acquéreur ainsi que par les ingénieurs et conseillers indépendants. Ces évaluations comprennent une série d'hypothèses concernant des facteurs comme la possibilité de récupération et la commerciabilité du pétrole et du gaz naturel, les restrictions et interdictions environnementales concernant les rejets et les émissions de diverses substances, les cours futurs du pétrole et du gaz naturel et les coûts d'exploitation, les dépenses en immobilisations futures et les redevances et autres droits gouvernementaux qui seront imposés pendant la durée de vie de production des réserves. Plusieurs de ces facteurs pourraient faire l'objet de changements et sont indépendants de la volonté de la société. Toutes ces évaluations comportent une part d'incertitude d'un point de vue géologique, technique, environnemental et réglementaire qui pourrait entraîner une baisse de la production et des réserves ou une hausse des frais d'exploitation ou de dépenses en immobilisations par rapport à ce qui avait été prévu.

Bien que des examens des titres et des questions environnementales soient effectués avant tout achat d'avoirs de ressources, ces examens ne peuvent garantir qu'un vice imprévu dans la chaîne de titres ne surviendra pas et n'entraînera pas le rejet du titre de la société à l'égard de certains avoires ou qu'un défaut ou un problème d'ordre environnemental n'existe pas.

Conjoncture du marché

Le cours des titres des sociétés pétrolières et gazières est assujéti à une volatilité marquée et ces cours ont été particulièrement volatils au cours des derniers mois. Cette volatilité se fonde souvent sur des facteurs liés ou non liés aux rendements financiers ou aux prévisions des sociétés touchées. Le cours des actions ordinaires pourrait être assujéti à des fluctuations considérables en réaction aux variations des résultats d'exploitation, de la situation financière, des liquidités de la société et d'autres facteurs internes. Les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur le cours des actions ordinaires et qui ne sont pas liés au rendement de la société sont notamment les prix des marchandises mondiaux et les perceptions du marché relatives à l'attrait de secteurs en particulier. Le prix auquel les actions ordinaires seront négociées ne peut être prévu avec exactitude.

Réglementation et concurrence du secteur

Tous les volets des activités du secteur pétrolier et gazier font l'objet d'une vive concurrence. La société livrera activement concurrence pour le capital, le personnel qualifié, les terrains non développés, les acquisitions de réserves, l'accès aux appareils de forage, aux appareils d'entretien et à d'autres pièces d'équipement, l'accès aux installations de traitement et aux oléoducs et aux gazoducs et à la capacité de raffinage, et dans tous les autres aspects de son exploitation, elle rivalisera avec un grand nombre d'entreprises, dont beaucoup disposent de ressources techniques et financières plus importantes qu'elle. Certaines de ces entreprises non seulement explorent, développent et produisent du pétrole et du gaz naturel, mais elles exercent également des activités de raffinage et de commercialisation du pétrole et d'autres produits à l'échelle mondiale et, de ce fait, disposent de ressources plus importantes et plus diversifiées sur lesquelles elles peuvent tabler. La capacité de la société à accroître les réserves et à augmenter la production à l'avenir dépendra non seulement de sa capacité à développer ses terrains actuels, mais également de sa capacité à choisir et à acquérir des terrains ou des projets productifs convenables pour le forage de reconnaissance.

La facilité d'écoulement du pétrole et du gaz naturel acquis ou découvert dépendra de plusieurs facteurs échappant à la volonté de la société. Ces facteurs touchent notamment aux caractéristiques des gisements, aux fluctuations du marché, à la proximité et à la capacité des oléoducs et gazoducs et de l'équipement de traitement et à la réglementation des gouvernements. Les activités pétrolières et gazières (l'exploration, la production, la tarification, la commercialisation, le transport et les taux de redevances) font l'objet d'importantes mesures de contrôle et de réglementation des divers ordres de gouvernements, notamment celles décrites ci-dessus à la rubrique « Contexte de l'industrie », qui sont susceptibles d'être modifiées. Les activités pétrolières et gazières de la société pourraient être régies par les lois et les règlements fédéraux et provinciaux et municipaux sur le contrôle des rejets de substances dans l'environnement ou sur la protection de l'environnement en général. Des changements apportés à la réglementation du secteur pétrolier et gazier dans les territoires dans lesquels la société exerce des activités pourraient avoir une incidence défavorable sur sa capacité à développer les réserves existantes de manière rentable et à ajouter de nouvelles réserves.

Instabilité des cours et des marchés du pétrole et du gaz naturel

Le rendement financier et la situation financière de la société dépendent essentiellement des prix du pétrole et du gaz naturel exigés, prix qui sont instables et fluctuants. Les fluctuations des prix du pétrole et du gaz naturel pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités et la situation financière de la société et sur la valeur et le montant de ses réserves. Le prix du pétrole brut fluctue en fonction de l'offre et de la demande de pétrole à l'échelle mondiale, de la conjoncture et de l'incertitude des marchés et de divers autres facteurs qui échappent à la volonté de la société, notamment l'économie mondiale et la capacité de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole de rajuster l'offre en fonction de la demande mondiale, la réglementation des gouvernements, la stabilité politique et la disponibilité d'autres sources de carburants. Le prix du gaz naturel dépendra principalement de facteurs propres à l'Amérique du Nord, notamment l'offre et la demande en Amérique du Nord, la performance de l'économie, les conditions météorologiques et la disponibilité et le prix d'autres sources de carburants.

Une baisse des prix du pétrole et du gaz naturel entraîne habituellement une baisse du revenu de production net de la société et est susceptible d'avoir une incidence sur la rentabilité de la production de certains puits, ce qui pourrait entraîner une réduction du volume des réserves de la société. Une baisse encore plus importante du prix du pétrole brut ou du gaz naturel pourrait également entraîner le report ou l'abandon des travaux de forage en cours ou futurs, des programmes de développement ou de construction ou une réduction de la production. Tous ces facteurs pourraient entraîner une baisse importante du revenu de production net, des flux de trésorerie et de la rentabilité de la société, entraînant du coup un ralentissement des activités d'acquisition et de développement de terrains pétroliers et gaziers. De plus, la capacité de la société d'obtenir des prêts bancaires dépend en partie de sa base d'emprunt. Un recul important des prix par rapport aux prix moyens historiques pourrait réduire davantage cette base d'emprunt, réduisant du fait même le crédit bancaire disponible, et il se pourrait qu'elle soit tenue de rembourser une tranche de sa dette bancaire.

La société pourrait conclure des ententes visant à fixer les prix de sa production de pétrole et de gaz naturel pour compenser le risque de perte de revenus si le prix des marchandises baissait; toutefois, si le prix des marchandises augmentait au-delà des niveaux fixés par entente, la société ne serait pas en mesure de profiter de telles augmentations.

Fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt

Les dépenses de la société seront libellées en dollars canadiens, tandis que le prix du pétrole et du gaz naturel sera généralement libellé en dollars américains ou influencé par le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. Si le taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain augmente, la société touchera en général moins d'argent en dollars canadiens en échange de sa production. Si la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain augmente, les résultats

financiers de la société pourraient en subir le contrecoup. La direction de la société peut contracter certaines couvertures afin de réduire ces risques. Les fluctuations futures du taux de change du dollar canadien et du dollar américain pourraient avoir une incidence sur la valeur future des réserves de la société telle qu'elle est calculée par des évaluateurs indépendants. De plus, les fluctuations des taux d'intérêt pourraient entraîner un changement important dans le montant que la société versera au titre du service de la dette, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur la valeur des actions ordinaires.

Volatilité des cours des titres cotés en bourse

Au cours des dernières années, le marché des valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis a connu une importante volatilité des cours et des volumes et le cours des titres de plusieurs sociétés, notamment des sociétés dites en phase de démarrage, a connu d'importantes fluctuations qui ne sont pas nécessairement attribuables à leur rendement d'exploitation, à la valeur de leurs actifs sous-jacents ni à leurs débouchés. Rien ne garantit que le cours ne continuera pas de fluctuer. Il est probable que le cours des actions ordinaires suive les tendances générales du marché, indépendamment de la situation financière et des résultats de la société.

Importants besoins en capital et liquidités

La société pourrait devoir faire d'importantes dépenses en immobilisations pour faire éventuellement l'acquisition de réserves de pétrole et de gaz, d'en faire l'exploration, de les développer et d'en assurer la production. Si les revenus ou les réserves baissent, la capacité de la société d'accroître les capitaux nécessaires pour entreprendre ou achever des programmes de forage futurs pourrait être limitée. Rien ne garantit qu'un emprunt ou un financement par actions ou les montants en espèces tirés des activités permettront de combler ces besoins ou seront suffisants pour les combler ni qu'ils pourront être affectés à d'autres fins de l'entreprise ni que, si la société est en mesure d'obtenir un prêt ou un financement par actions, qu'il le sera moyennant des modalités acceptables pour elle. De plus, les activités futures pourraient obliger la société à modifier considérablement la structure de son capital. L'incapacité de la société d'obtenir les capitaux suffisants pour poursuivre son exploitation pourrait avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses débouchés.

Émission de titres d'emprunt

Il se pourrait que la société conclue, au besoin, des opérations pour faire l'acquisition d'éléments d'actif ou d'actions d'autres sociétés. Ces opérations pourraient être financées en partie ou en totalité au moyen de l'émission de titres d'emprunt, ce qui pourrait accroître son niveau d'endettement au-delà des normes de l'industrie. Les statuts et les règlements internes de la société ne prévoient pas de limite quant au montant de la dette qu'elle peut contracter. Le niveau de l'endettement de la société pourrait compromettre de temps à autre sa capacité à obtenir à l'avenir un financement supplémentaire en temps utile pour tirer parti des occasions d'affaires qui se présentent.

Préoccupations écologiques

Plusieurs aspects de l'entreprise du pétrole et du gaz naturel présentent des risques et des dangers environnementaux, notamment le risque que la société ne respecte pas les lois, les règlements, les permis, les licences en matière environnementale ou toute autre approbation des autorités de réglementation, peut-être à son insu ou sans en avoir l'intention. Ces risques peuvent exposer la société à des amendes ou à des pénalités, à des responsabilités envers des tiers ou à l'obligation de prendre des mesures correctrices, qui toutes pourraient se révéler importantes.

Les dangers liés à l'exploitation comme les éruptions, les accidents, les déversements de pétrole, les fuites de gaz naturel, les incendies possibles ou les autres dommages causés à un puits ou à un pipeline peuvent

obliger la société à engager des frais et à encourir des retards afin de prendre des mesures correctives, et pourraient entraîner des dommages à l'environnement ou une contamination ou des blessures graves ou le décès d'employés, d'experts-conseils, d'entrepreneurs ou de membres du public qui font en sorte que la société puisse avoir à assumer des obligations importantes. En outre, la survenance d'un tel incident dans une zone densément peuplée pourrait causer du tort à la réputation de la société dans les communautés environnantes et rendre plus difficile la poursuite de ses activités dans ces régions.

Le respect des lois et règlements en matière d'environnement pourrait augmenter considérablement les frais de la société. La société peut engager des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation considérables dans le but de se conformer aux lois et règlements de plus en plus complexes qui régissent la protection de l'environnement et la santé et la sécurité humaines. Plus particulièrement, la société pourrait être tenue d'engager des frais importants pour se conformer aux exigences en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre fédérales ou provinciales ou à d'autres règlements, s'ils sont adoptés. Bien que l'on ne s'attende pas à ce que les frais relatifs à l'observation de la législation sur la protection de l'environnement aient une incidence défavorable importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la société, rien ne garantit que ces frais n'aient pas une telle incidence à l'avenir.

Bien que la société souscrive une assurance conforme à la pratique prudente de l'industrie, elle n'est pas entièrement assurée contre certains risques environnementaux en raison du fait que cette assurance n'est pas offerte ou du coût élevé des primes. En particulier, l'assurance contre les risques liés à la pollution environnementale qui se produit avec le temps (par opposition à des dommages soudains et catastrophiques) n'est pas offerte à des conditions raisonnables sur le plan commercial. Par conséquent, les terrains de la société pourraient engager la responsabilité de la société découlant de risques contre lesquels il est impossible de s'assurer ou contre lesquels la société ne s'est pas assurée en raison du coût prohibitif des primes ou pour d'autres raisons. Il est également possible que les exigences évolutives de la réglementation ou une nouvelle jurisprudence rendent ces assurances moins avantageuses pour la société.

La *Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques* est entrée en vigueur en 1994 et elle a abouti, trois ans plus tard, au protocole de Kyoto, qui impose aux pays participants qui la ratifient l'obligation de réduire leurs émissions de dioxyde de carbone et d'autres gaz à effet de serre. Le Canada a ratifié le Protocole de Kyoto à la fin de 2002 et le gouvernement fédéral canadien et plusieurs gouvernements provinciaux du Canada évaluent actuellement d'autres projets et mesures législatives qui permettraient d'atteindre des objectifs similaires. Toutefois, tant qu'un plan de mise en œuvre circonstancié n'aura pas été élaboré, il est difficile de déterminer quelle sera l'incidence, le cas échéant, des futures lois et règlements sur le passif environnemental de la société, sur les prix du pétrole et du gaz naturel ou sur d'autres facteurs d'ordre économique qui pourraient avoir une incidence sur la situation financière et les résultats de la société. Les frais d'exploitation de la société pourraient être plus élevés en raison de son obligation de respecter la législation sur les émissions.

Coûts d'abandon et de remise en état

Il incombera à la société de respecter les modalités des autorisations environnementales et réglementaires ainsi que les dispositions des lois et des règlements concernant l'abandon et la remise en état de ses terrains, et les coûts d'abandon et de remise en état pourraient se révéler importants. Une contravention à la législation ou aux règlements pourrait entraîner l'imposition d'amendes et de sanctions, notamment une ordonnance d'interdiction d'exercer des activités au site tant que les travaux exigés ne sont pas effectués de manière satisfaisante.

Risque lié à la solvabilité de tiers

La société pourrait être exposée au risque lié à la solvabilité de tiers en raison des ententes contractuelles qu'elle a conclues ou pourrait conclure à l'avenir avec ses coentrepreneurs, les négociants qui achètent sa production de pétrole et de gaz naturel et d'autres parties. Si l'une ou l'autre de ces parties manquait à ses obligations contractuelles envers la société, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur elle. En outre, de mauvaises conditions de crédit offertes dans le secteur ou les problèmes de solvabilité des coentrepreneurs pourraient inciter ceux-ci à ne pas participer au programme de dépenses en immobilisations courant de la société, ce qui pourrait retarder l'exécution du programme et la réalisation de ses fruits tant que la société ne réussira pas à trouver un autre coentrepreneur qui lui convient.

Retard dans la réception des montants en espèces et solvabilité des contreparties

Outre le retard habituel des acheteurs de pétrole et de gaz naturel à payer les exploitants des terrains de la société et le retard de l'exploitant à payer la société, les paiements entre de ces parties pourraient également être retardés du fait de restrictions imposées par les prêteurs, de retards dans la vente ou la livraison de produits, de retards dans le branchement des puits à un réseau collecteur, d'éruptions ou d'autres accidents et du retard de l'exploitant à recouvrer les dépenses engagées dans l'exploitation des terrains de la société ou à constituer les réserves destinées à ses dépenses. De plus, l'insolvabilité d'une partie redevable envers la société, notamment les partenaires sectoriels et les agents de commercialisation, ou les difficultés financières éprouvées par cette partie pourraient empêcher la société de recouvrer les montants qui lui sont dus.

Dilution

Les actions ordinaires, notamment les droits, les bons de souscription, les bons de souscription spéciaux, les reçus de souscription et autres titres permettant l'achat d'actions ordinaires, la conversion en actions ordinaires ou l'échange contre de telles actions sont susceptibles d'être créés, émis, vendus et livrés moyennant les modalités et aux moments fixés par le conseil. De plus, la société pourrait, au besoin, émettre d'autres actions ordinaires dans le cadre du régime d'options d'achat d'actions de la société. L'émission de ces actions ordinaires entraînerait une dilution pour les porteurs d'actions ordinaires.

Valeur de l'actif net

La valeur de l'actif net de la société fluctuera en fonction de plusieurs facteurs échappant à la volonté de la direction de la société, notamment des prix du pétrole et du gaz naturel. En outre, plusieurs facteurs qui échappent à la volonté de la direction influent sur le cours des actions ordinaires, qui pourrait être plus élevé ou moins élevé que la valeur de l'actif net de la société.

Dépendance à l'égard de la direction

Les actionnaires devront se fier à la direction de la société pour ce qui est de l'administration et de la gestion de tous les aspects touchant la société et ses terrains et activités. Les investisseurs qui ne veulent **pas se fier à la direction de la société ne devraient pas faire de placement dans les actions ordinaires.**

Permis et licences

Les activités de la société pourraient nécessiter l'obtention de licences et de permis délivrés par diverses autorités gouvernementales. Rien ne garantit que la société sera en mesure d'obtenir tous les permis et licences nécessaires pour faire de l'exploration et du développement quant à ses projets.

Titres de propriété des terrains

Bien que des examens des titres soient effectués conformément aux normes de l'industrie avant que ne soient acquis la plupart des terrains productifs de pétrole et de gaz naturel ou avant le commencement des travaux de forage des puits au moment jugé opportun par la direction, ces examens ne garantissent pas ni n'attestent qu'un vice imprévu entachant la chaîne de titres ne sera pas invoqué afin de contester le titre de propriété de la société, ce qui pourrait entraîner une baisse du revenu qu'elle touche.

Revendications autochtones

Les peuples autochtones peuvent faire des revendications et sont titulaires de droits ancestraux sur les ressources et plusieurs terrains se trouvant dans l'Ouest du Canada. Ces revendications à l'égard des terrains de la société, s'il y est fait droit, pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités de la société.

Questions d'ordre interne

À ce jour, la société n'a pas versé de dividende sur ses actions ordinaires en circulation. Certains des administrateurs et dirigeants de la société sont également administrateurs et dirigeants d'autres sociétés du secteur pétrolier et gazier exerçant des activités d'exploration et de développement de ressources naturelles. Des conflits d'intérêts pourraient naître en raison de leurs fonctions de dirigeants et administrateurs de la société, selon le cas, et de dirigeants et administrateurs de ces autres sociétés.

Omission de respecter les conditions d'inscription des actions ordinaires

Les actions ordinaires sont actuellement inscrites à la cote de la Bourse de Toronto. L'omission pour la société de respecter les conditions d'inscription et les autres conditions imposées par la Bourse de Toronto à l'avenir pourrait entraîner la radiation des actions ordinaires de la cote de la Bourse de Toronto, ce qui aurait une incidence défavorable importante sur la valeur de ces actions ordinaires. Rien ne garantit que les actions ordinaires demeureront inscrites à la cote de la Bourse de Toronto.

Structure de la société

La société pourrait à l'occasion prendre des mesures pour organiser ses affaires de manière à réduire au minimum les impôts et d'autres dépenses payables dans le cadre de son exploitation et de celle de ses filiales. Si la manière dont la société structure ses affaires est contestée par l'administration fiscale ou une autre autorité et que celle-ci a gain de cause, la société et les porteurs d'actions ordinaires pourraient en subir les conséquences.

Changements apportés à la législation

Il se peut que le gouvernement fédéral canadien et un gouvernement provincial canadien ou des autorités de réglementation choisissent de modifier le régime fiscal fédéral canadien, les régimes de redevances, les lois sur la protection de l'environnement ou d'autres lois applicables aux sociétés du secteur pétrolier et gazier et qu'un tel changement ait une incidence défavorable importante sur la société, ses actionnaires et le cours des actions ordinaires.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

Il n'y a actuellement aucune poursuite en dommages et intérêts visant potentiellement plus de 10 % de l'actif à court terme de la société et à laquelle la société est ou a été partie ou qui vise ou a visé ses

terrains au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2011, et il n'y a actuellement aucune poursuite éventuelle dont la société est informée.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2011, (i) aucune amende ni sanction n'a été imposée à la société par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières; (ii) aucune autre amende ou sanction n'a été imposée par un tribunal ou une autorité de réglementation contre la société qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement; et (iii) aucune entente de règlement n'a été conclue par la société avec un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou avec une autorité en valeurs mobilières.

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

Dans le cadre de la restructuration, le 13 avril 2010, les administrateurs et dirigeants actuels de la société, à l'exception de Murray Smith et de Colin Davies, ont acquis 20 452 actions ordinaires au prix de 4,40 \$ l'action ordinaire, 1 099 413 unités au prix de 4,40 \$ l'unité et 661 951 unités accréditives au prix de 4,40 \$ l'unité accréditive. Chaque unité est constituée d'une action ordinaire et d'un bon de souscription lié au rendement, alors que chaque unité accréditive est constituée d'une action ordinaire émise à titre d'action accréditive conformément à la Loi de l'impôt et d'un bon de souscription lié au rendement.

James Pasioka, administrateur de la société, est associé au sein du cabinet d'avocats Heenan Blaikie S.E.N.C.R.L., SRL qui rend des services juridiques à la société.

Sauf mention contraire ci-dessus ou mention contraire figurant ailleurs dans la présente notice annuelle, aucun des administrateurs, membres de la haute direction ou principaux actionnaires de la société ni aucune personne ayant des liens avec ces personnes ni aucun membre de leur groupe respectif n'a d'intérêt important dans une opération ou une opération projetée qui a ou est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur la société ou l'un des membres de son groupe.

AUDITEUR, AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES

KPMG, s.r.l., comptables agréés, sont les auditeurs de la société depuis le 5 mai 2010.

Olympia Trust Company, depuis ses principaux établissements de Calgary (Alberta) et de Toronto (Ontario), est l'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres.

INTÉRÊT DES EXPERTS

Le rapport de Sproule et certaines estimations des réserves fournies dans les documents déposés par la société conformément à la *Norme canadienne 51-102 sur les obligations d'information continue* au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2011 ont été établies par Sproule. À la date de la présente notice annuelle, les administrateurs, dirigeants, employés et consultants de Sproule qui ont participé à l'établissement du rapport de Sproule ou des estimations des réserves ou qui ont été en mesure d'influencer directement l'établissement ou les résultats de l'établissement du rapport de Sproule ou de ses estimations des réserves, en tant que groupe, étaient propriétaires, directement ou indirectement, de moins de 1 % des actions ordinaires en circulation.

Certains rapports d'audit figurant dans les documents déposés par la société conformément à la *Norme canadienne 51-102 sur les obligations d'information continue* au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 ont été établis par Collins Barrow Calgary LLP. KPMG, s.r.l. ont été nommés auditeurs de la société le 5 mai 2010. KPMG, s.r.l. sont indépendants de la société conformément aux règles de

déontologie professionnelle de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta. Les anciens auditeurs de la société, Collins Barrow Calgary LLP, étaient indépendants de la société conformément aux règles de déontologie professionnelle de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta au cours de la période durant laquelle ils étaient les auditeurs de la société.

CONTRATS IMPORTANTS

La société n'a conclu aucun contrat ou convention au cours du dernier exercice ou avant qui demeure en vigueur et qui serait considéré important pour la société, sauf ceux mentionnés ci-dessous :

1. la convention d'acquisition de Pradera;
2. la convention de prise ferme datée du 20 septembre 2011, intervenue entre la société et un syndicat de preneurs fermes concernant un placement par voie de prospectus qui a été réalisé le 12 octobre 2011, tel que plus amplement décrit à la rubrique « Développement général de l'activité – 2011 et 2012 jusqu'à ce jour – Financement par voie de prospectus »;
3. la convention de restructuration.

On peut se procurer des exemplaires de ces conventions sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com ou en faisant la demande en communiquant avec la société à l'adresse Suite 2100, 635 – 8th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3M3 ou en composant le numéro 403-930-1010.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Les renseignements complémentaires au sujet de la société se trouvent sous son profil, sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com. Les renseignements complémentaires, notamment les renseignements concernant la rémunération des administrateurs et les dirigeants et les prêts qui leur sont consentis, les principaux porteurs de titres de la société et les titres dont l'émission est autorisée dans le cadre de régimes de rémunération fondée sur des titres de capitaux propres, figureront dans la circulaire d'information de la société relative à l'assemblée générale annuelle et extraordinaire des porteurs d'actions ordinaires qui doit avoir lieu le 10 mai 2012. Des données financières supplémentaires sont fournies dans les états financiers comparatifs et le rapport de gestion de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011.

ANNEXE A

**RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES
ÉTABLI PAR SPROULE ASSOCIATES LIMITED**

Annexe 51-101A2

Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant

Rapport sur les données relatives aux réserves

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

1. Nous avons évalué et examiné les données relatives aux réserves de la société en date du 31 décembre 2011. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2011, estimés au moyen 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 et notre examen conformément aux normes exposées dans le manuel intitulé Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (le « manuel COGE »), établi en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole).

3. Ces normes exigent que l'évaluation et l'examen soient planifiés et exécutés de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation et l'examen comprennent également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.

4. Le tableau suivant présente les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et 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 et ayant fait l'objet de notre évaluation en date du 31 décembre 2011, et indique les portions respectives de ces produits des activités ordinaires que nous avons vérifiées, évaluées et examinées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction et au conseil d'administration de la société :

Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays)	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts (taux d'actualisation de 10 %)			
			Vérification (k \$)	Évaluation (k \$)	Examen (k \$)	Total (k \$)
Sproule	Évaluation des réserves de pétrole et de gaz naturel de Surge Energy Inc., au 31 décembre 2011 établie entre décembre 2011 et février 2012	Canada	16 767	557 942	Néant	574 709
		États-Unis	12 913	Néant	Néant	12 913
Total			29 680	557 942	Néant	587 622

5. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, et sont présentées conformément au manuel COGE.
6. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour notre rapport dont il est question au paragraphe 4 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à sa 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 :

Sproule Associates Limited
Calgary (Alberta)
29 février 2012

Original signé par Khani Ghaffari, ing.

Khani Ghaffari, ing.
Ingénieur pétrolier principal
et associé

Original signé par Jim E. Nemrava, R.E.T.

Jim E. Nemrava, R.E.T.
Technologue pétrolier principal
et associé

Original signé par Gary R. Finnis, ing.,

Gary R. Finnis, ing.
Superviseur, génie et associé

Original signé par George Strother-Stewart, géo.

George Strother-Stewart, géo.
Géologue pétrolier principal
et associé

Original signé par Cameron P. Six, ing.

Cameron P. Six, ing.
Vice-président, Ingénierie
et associé

ANNEXE B

RAPPORT DE LA DIRECTION ET DES ADMINISTRATEURS SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION

Les termes définis dans la Norme canadienne 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières ont le même sens aux présentes.

La direction de Surge Energy Inc. (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 des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs en date du 31 décembre 2011, estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels.

Un évaluateur de réserves qualifié indépendant a évalué et analysé les données relatives aux réserves de la société. Le rapport de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant figure à l'annexe « A » de la notice annuelle de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2011 (la « **notice annuelle** »).

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, Sproule Associates Limited (« **Sproule** »);
- b) a rencontré Sproule 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 avec Sproule.

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 la recommandation du comité des réserves, a approuvé :

- d) le contenu de l'Annexe 51-101A1, qui comprend les données relatives aux réserves et d'autre information concernant le pétrole et le gaz qui est intégré à la notice annuelle, et le dépôt de celle-ci auprès des autorités en valeurs mobilières;
- e) le dépôt de l'Annexe 51-101A2, qui constitue le rapport de Sproule sur les données relatives aux réserves;
- f) 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 et les écarts sont susceptibles d'être importants, mais ceux-ci devraient cependant tenir compte du fait que les réserves sont classées en fonction de la probabilité de leur récupération.

(signé) « P. Daniel O'Neil »

P. Daniel O'Neil, président et chef de la direction

(signé) « Maxwell Lof »

Maxwell Lof, vice-président, Finances et chef des finances

(signé) « Peter Bannister »

Peter Bannister, administrateur et président du comité des réserves

(signé) « Paul Colborne »

Paul Colborne, administrateur et président du conseil d'administration

Le 21 mars 2012

ANNEXE C

RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT

SURGE ENERGY INC.

RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT

Rôle et objectif

Le comité d'audit est un comité du conseil d'administration de Surge Energy Inc. (la « **société** ») auquel le conseil a délégué la responsabilité de superviser la nature et la portée de l'audit annuel, les rapports dressés par la direction sur les normes et les pratiques comptables internes, l'information financière et les systèmes et méthodes comptables, la communication de l'information financière et les états financiers, et de recommander à l'approbation du conseil d'administration les états financiers consolidés audités et d'autres documents d'information exigés qui comportent les renseignements financiers de la société. Les objectifs du comité d'audit sont les suivants :

1. aider les administrateurs à s'acquitter de leurs obligations juridiques et fiduciaires (particulièrement en ce qui a trait à leur obligation de rendre des comptes) relativement à la rédaction et à la communication des états financiers de la société et aux questions connexes;
2. superviser les activités d'audit des auditeurs externes de la société;
3. favoriser le recours à des moyens de communication libre et franche entre les administrateurs, les auditeurs externes, les responsables des finances et la haute direction de la société;
4. veiller à ce que les auditeurs externes demeurent indépendants vis-à-vis de la société;
5. renforcer le rôle des administrateurs externes en favorisant la tenue de discussions de fond entre les administrateurs siégeant au comité, la direction et les auditeurs externes.

Le comité d'audit a pour fonction de superviser la direction et les auditeurs externes dans l'exercice de leurs fonctions. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers de la société, de l'application de principes et de politiques convenables en matière de comptabilité et de communication de l'information financière et de la mise en œuvre des contrôles et procédures internes qui s'imposent. Les auditeurs externes sont responsables de la planification de l'audit et de la réalisation d'un audit convenable des états financiers annuels de la société ainsi que de l'examen des états financiers intermédiaires de la société avant leur dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières et d'autres procédures.

Composition du comité

1. Le comité d'audit est composé d'au moins trois administrateurs. Le conseil d'administration nomme un membre du comité d'audit pour agir à titre de président de ce comité.
2. Chaque administrateur nommé au comité d'audit par le conseil d'administration doit être indépendant. Un administrateur est indépendant s'il 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 de l'administrateur. Pour décider si un administrateur est indépendant de la

direction, le conseil doit se reporter à la *Norme canadienne 52-110 sur le comité d'audit*, ou à la législation, à la réglementation, aux règles, aux politiques et aux normes alors applicables des organismes de réglementation.

3. Chaque membre du comité d'audit doit posséder les compétences financières requises. Possède les compétences financières requises un administrateur qui, au moins, est capable de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables, dans l'ensemble, à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers de la société.
4. Un administrateur nommé par le conseil d'administration pour siéger au comité d'audit demeure en poste jusqu'à ce qu'il soit remplacé par le conseil d'administration ou jusqu'à ce qu'il démissionne.

Réunions du comité

1. Le comité d'audit se réunit au minimum quatre fois par an aux dates et aux lieux indiqués par son président et chaque fois qu'une réunion est demandée par le conseil d'administration, un membre du comité d'audit, les auditeurs ou un membre de la haute direction de la société. Les réunions du comité d'audit doivent être tenues à un moment qui corresponde à celui de l'examen des états financiers trimestriels et du rapport de gestion de la société.
2. Un avis de convocation à chaque réunion du comité d'audit est donné à chaque membre de ce comité. Les auditeurs reçoivent un avis de convocation à chaque réunion du comité d'audit durant laquelle les états financiers de la société sont examinés et un avis de convocation aux autres réunions que le président du comité jugera bon de leur transmettre, et ils auront ainsi le droit d'assister à la réunion en question du comité d'audit.
3. L'avis de convocation à une réunion du comité d'audit doit :
 - a) être consigné par écrit;
 - b) énoncer l'ordre du jour de la réunion de manière raisonnablement détaillée;
 - c) dans la mesure du possible, être accompagné des exemplaires de la documentation qui sera étudiée à la réunion;
 - d) être transmis au moins deux jours ouvrables avant l'heure de la réunion qui y est indiquée ou dans un délai plus court autorisé par les membres du comité d'audit.
4. Le quorum pour la délibération de questions à l'ordre du jour du comité d'audit est la majorité des membres du comité d'audit. Toutefois, le comité d'audit a pour pratique de demander que certaines questions d'importance soient examinées et, au besoin, approuvées par la totalité des membres du conseil d'administration.
5. Un membre ou les membres du comité d'audit peuvent participer à une réunion de ce comité au moyen de dispositifs de communication téléphonique, électronique ou autres, de manière à ce que toutes les personnes participant à la réunion puissent communiquer entre elles de manière convenable. Un membre participant à une telle réunion par ces moyens est réputé être présent à la réunion.
6. En l'absence du président du comité d'audit, les membres de ce comité peuvent choisir l'un des membres présents pour présider la réunion. En outre, les membres du comité d'audit peuvent choisir l'une des personnes présentes pour être secrétaire de la réunion.
7. Le président du conseil d'administration, les membres de la haute direction de la société et d'autres personnes peuvent assister aux réunions du comité d'audit; cependant, le comité d'audit (i) doit se réunir avec les auditeurs externes en l'absence de la direction, au besoin, à la seule appréciation du comité, mais en aucun cas, moins d'une fois par trimestre et (ii) peut rencontrer séparément les dirigeants.

8. Un procès-verbal est dressé de chaque réunion du comité d'audit et il doit être signé par le président et le secrétaire de la réunion.

Obligations et responsabilités du comité

1. Le comité d'audit doit superviser le travail des auditeurs externes, y compris résoudre les désaccords entre la direction et les auditeurs externes au sujet de la communication de l'information financière. Les auditeurs externes doivent rendre compte directement au comité d'audit.
2. Le comité d'audit doit, dans le cadre de l'exercice de ses pouvoirs, de ses responsabilités et de son pouvoir discrétionnaire ainsi autorisés, se conformer à la réglementation ou aux restrictions qui peuvent être dictées de temps à autre ou lui être imposées par le conseil d'administration ou la législation, les politiques ou la réglementation régissant la société et son entreprise.
3. Le comité d'audit doit vérifier, pour le compte du conseil d'administration, que le système de contrôles internes de la société ayant trait à la communication de l'information financière et les contrôles et procédures de communication de l'information conviennent aux fins suivantes :

- a) repérer, surveiller et atténuer les principaux risques;
- b) assurer la conformité aux exigences juridiques, éthiques et réglementaires.

Le comité d'audit doit examiner avec les auditeurs externes leur évaluation des contrôles internes de la communication de l'information financière et des contrôles de communication de l'information de la société, leurs rapports écrits contenant les recommandations aux fins d'amélioration, et la réponse de la direction ainsi que tout rapport de suivi ayant trait à une faiblesse qui aurait été décelée.

4. Le comité d'audit doit examiner les états financiers annuels de la société, et, s'il le juge indiqué, recommander les états financiers à l'approbation du conseil d'administration. Ce processus comprend, sans y être limité, les tâches suivantes :
 - a) examiner et accepter, si cela est opportun, le plan d'audit annuel des auditeurs externes de la société, y compris l'envergure des activités d'audit, et surveiller les progrès réalisés dans le cadre de ce plan et les résultats obtenus durant l'exercice;
 - b) examiner les modifications apportées aux principes comptables ou à leur application qui pourraient avoir une incidence importante sur les états financiers de l'exercice en cours ou des exercices futurs;
 - c) examiner les produits à recevoir, les réserves et autres estimations tels que le calcul du plafonnement du coût entier;
 - d) examiner le traitement comptable des opérations inhabituelles ou non récurrentes importantes;
 - e) vérifier la conformité aux engagements pris aux termes des conventions d'emprunt;
 - f) examiner les exigences en matière de communication d'information applicables aux engagements et aux éventualités;
 - g) examiner les rajustements proposés par les auditeurs externes, qu'ils soient ou non pris en considération dans les états financiers;
 - h) examiner les différends survenus entre la direction et les auditeurs externes qui n'ont pas été réglés;
 - i) obtenir des explications quant aux écarts importants avec les périodes comptables comparables;

- j) examiner les changements dans les systèmes commerciaux et leur répercussion;
 - k) examiner les limites de ses pouvoirs et des approbations qu'il peut donner;
 - l) étudier le caractère convenable et l'efficacité des conventions comptables et des politiques régissant les contrôles internes de la société et les procédures s'y rapportant au moyen d'une enquête et de discussions auprès des auditeurs externes et de la direction;
 - m) confirmer, au moyen de discussions privées avec les auditeurs externes et la direction qu'aucune restriction de la direction n'est imposée sur la portée des travaux des auditeurs externes;
 - n) examiner les questions en matière de politique fiscale;
 - o) examiner les nouveaux problèmes comptables qui pourraient avoir une incidence sur la société.
5. Le comité d'audit doit examiner les états financiers intermédiaires de la société, et, s'il le juge opportun, recommander les états financiers à l'approbation du conseil d'administration; il doit aussi examiner tous les rapports de gestion connexes. Le comité d'audit doit s'assurer qu'il existe un processus convenable en vue de l'examen de la communication de tous les autres renseignements financiers de la société, et il doit évaluer de façon périodique l'exactitude de ce processus.
6. Le comité d'audit a le pouvoir de faire tout ce qui suit :
- a) consulter tous les registres, les livres et les fichiers de la société, de ses filiales et des membres de son groupe;
 - b) discuter avec la direction et la haute direction de la société, de ses filiales et des membres de son groupe, toute partie touchée et les auditeurs externes, des comptes, des registres, des fichiers et d'autres questions, selon ce qu'un membre quelconque du comité d'audit juge nécessaire et opportun;
 - c) retenir les services d'un conseiller juridique indépendant et d'autres conseillers, selon ce qu'il juge nécessaire pour la bonne exécution de ses responsabilités;
 - d) fixer et payer la rémunération des conseillers engagés par le comité d'audit.
7. En ce qui a trait à la nomination des auditeurs externes par le conseil, le comité doit faire ce qui suit :
- a) recommander au conseil d'administration la nomination des auditeurs externes;
 - b) examiner le rendement des auditeurs externes et formuler des recommandations au conseil d'administration au sujet du remplacement ou de la cessation des fonctions des auditeurs externes lorsque les circonstances le justifient;
 - c) s'assurer de l'indépendance des auditeurs externes notamment en exigeant qu'ils remettent au comité d'audit, de façon périodique, une déclaration écrite officielle décrivant toutes les relations entre les auditeurs externes et la société et ses filiales;
 - d) recommander au conseil d'administration les modalités de mission des auditeurs externes, y compris leur rémunération et obtenir la confirmation qu'ils doivent rendre compte directement au comité d'audit;
 - e) en cas de changement d'auditeurs, revoir les questions relatives au changement et les renseignements qu'il faut donner dans l'avis devant être envoyé aux autorités en valeurs mobilières à cet égard.

8. Le comité d'audit doit examiner chaque année avec les auditeurs externes leur plan d'audit et, une fois l'audit terminé, leur rapport sur les états financiers de la société et de ses filiales.
9. Le comité d'audit doit approuver au préalable tous les services non liés à l'audit que les auditeurs externes doivent fournir à la société ou à ses filiales. Le comité d'audit peut déléguer à un ou plusieurs membres le pouvoir d'approuver au préalable les services non liés à l'audit, à la condition que le ou les membres en question l'informent, à la prochaine réunion prévue, de toutes les approbations préalables qu'ils ont données et qu'ils respectent toutes les autres démarches qu'il pourrait établir.
10. Le comité d'audit doit examiner les politiques et les procédures en matière de gestion des risques de la société (c'est-à-dire les opérations de couverture, les litiges et les assurances), y compris l'examen annuel de la couverture d'assurance et formuler au conseil d'administration les recommandations qui conviennent à cet égard.
11. Le comité d'audit doit établir et mettre à jour les procédures portant sur ce qui suit :
 - a) la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues par la société au sujet des contrôles comptables ou des questions relatives à l'audit;
 - b) la transmission confidentielle et sous le couvert de l'anonymat par les employés de la société de préoccupations au sujet de questions de comptabilité et d'audit contestables.
12. Le comité d'audit doit examiner et approuver la politique d'embauche de la société applicable aux employés, actuels et anciens, des auditeurs externes, actuels et anciens, de celle-ci. ou les questions liées à l'audit.
13. Le comité d'audit doit remettre de façon périodique au conseil d'administration un rapport sur les résultats des examens entrepris et les recommandations connexes.
14. Le comité d'audit doit évaluer, chaque année, le caractère convenable de ce mandat ainsi que son rendement.