



STORM RESOURCES LTD.

NOTICE ANNUELLE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2014

Le 31 mars 2015

TABLE DES MATIÈRES

DÉFINITIONS	1
PRINCIPALES ABRÉVIATIONS.....	2
CONVERSION	3
MONNAIE.....	3
MESURES NON CONFORMES AUX IFRS	4
NOTES SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL	4
AVIS CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS	10
LA SOCIÉTÉ.....	12
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ.....	13
DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ.....	14
DIRECTION DE LA SOCIÉTÉ	17
RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ	22
DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS.....	33
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	33
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	33
SITUATION DU SECTEUR.....	34
FACTEURS DE RISQUE	45
CONTRATS IMPORTANTS.....	52
INTÉRÊTS DES EXPERTS	52
AUDITEURS, AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES....	53
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	53
ANNEXE A ANNEXE 51-101A2 – RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT	A-1
ANNEXE B ANNEXE 51-101A3 – RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ	B-1

DÉFINITIONS

À moins que le contexte n'indique un sens différent, 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 le Règlement 51-101 ou le manuel COGE et, à moins que le contexte ne s'y oppose, ont le même sens qui leur est donné dans le Règlement 51-101 ou le manuel COGE.

« **ABCA** » La loi de l'Alberta intitulée *Business Corporations Act*.

« **acquisition d'Umbach** » L'acquisition d'Umbach au sens décrit à la rubrique « *Développement général de l'activité – Exercice terminé en 2014* ».

« **action ordinaire** » ou « **actions ordinaires** » Respectivement, une ou plusieurs actions ordinaires du capital de Storm.

« **aliénation de Mica** » L'aliénation de Mica au sens décrit à la rubrique « *Développement général de l'activité – Exercice terminé en 2012* ».

« **aliénations de Grande Prairie** » Les aliénations de Grande Prairie au sens décrit à la rubrique « *Développement général de l'activité – Exercice terminé en 2013* ».

« **arrangement visant Bellamont** » L'arrangement visant Bellamont au sens décrit à la rubrique « *Développement général de l'activité – Exercice terminé en 2012* ».

« **arrangement visant SGR** » L'arrangement visant SGR au sens décrit à la rubrique « *Développement général de l'activité – Exercice terminé en 2012* ».

« **Bellamont** » Bellamont Exploration Ltd.

« **BRH** » Le bassin de la rivière Horn dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

« **comité d'audit** » Le comité d'audit du conseil.

« **conseil** » ou « **conseil d'administration** » Le conseil d'administration de Storm.

« **É.-U.** » ou « **États-Unis** » Les États-Unis d'Amérique.

« **facilité de crédit** » La facilité bancaire renouvelable et prorogeable de 130 millions de dollars de la société, en sa version modifiée à l'occasion, fondée sur les réserves exploitées de la société.

« **financement de février 2014** » Le financement par voie de prise ferme de 29 725 000 \$ au moyen d'un prospectus simplifié visant des actions ordinaires et le placement privé sans courtier concomitant d'actions ordinaires d'un capital de 5 125 000 \$ dont la clôture a eu lieu le 14 février 2014.

« **financement de mai 2013** » Le financement par voie de prise ferme de 23 650 400 \$ au moyen d'un prospectus simplifié visant des actions ordinaires et le placement privé sans courtier concomitant d'actions ordinaires d'un capital de 5 640 000 \$ dont la clôture a eu lieu le 1^{er} mai 2013.

« **financement de novembre 2013** » Le financement par voie de prise ferme de 30 150 000 \$ au moyen d'un prospectus simplifié visant des actions ordinaires et le placement privé sans courtier concomitant d'actions ordinaires d'un capital de 3 685 000 \$ dont la clôture a eu lieu le 19 novembre 2013.

« **InSite** » InSite Petroleum Consultants Ltd.

« **IFRS** » Les Normes internationales d'information financière.

« **manuel COGE** » Le *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* établi conjointement par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (chapitre de Calgary) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (Société du pétrole), dans sa version modifiée de temps à autre.

« **notice annuelle** » La présente notice annuelle.

« **ONE** » L'Office national de l'énergie.

« **rapport d'InSite** » Le rapport établi par InSite, conformément au Règlement 51-101, daté du 18 février 2015 et prenant effet le 31 décembre 2014.

« **Règlement 51-101** » Le *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*.

« **SEO** » Storm Exploration Inc.

« **SGR** » Storm Gas Resource Corp.

« **société** » ou « **Storm** » Storm Resources Ltd.

« **TSXV** » La Bourse de croissance TSX.

Le singulier s'entend également du pluriel et vice versa et le masculin s'entend également du féminin et vice versa. À moins d'indication contraire, les renseignements qui figurent dans la présente notice annuelle sont donnés en date du 31 décembre 2014.

PRINCIPALES ABRÉVIATIONS

Dans la présente notice annuelle, les abréviations ont le sens donné ci-après :

Pétrole et liquides de gaz naturel		Gaz naturel	
b	baril	Bpi ³	billions de pieds cubes
b	barils de pétrole ou de liquides de gaz naturel	BTU	unités thermales britanniques
b/j	barils par jour	GJ	gigajoule
Kb	milliers de barils	Gpi ³	milliards de pieds cubes
Kbep	milliers de barils d'équivalent de pétrole	Gpi ³ (e)	milliards de pieds cubes (équivalents)
LGN	liquides de gaz naturel	Kpi ³	milliers de pieds cubes
Mb	millions de barils	Kpi ³ /j	milliers de pieds cubes par jour
Mbep	millions de barils d'équivalent de pétrole	MBTU	millions d'unités thermales britanniques
WTI	West Texas Intermediate	MBTU/j	millions d'unités thermales britanniques par jour
		Mpi ³	millions de pieds cubes
		Mpi ³ /j	millions de pieds cubes par jour

\$ US	Dollars américains
3D	Tridimensionnel
AECO-C	Principal prix de référence pour le gaz naturel au Canada
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 28 °API ou plus élevée est généralement appelé pétrole brut léger
bep	Baril d'équivalent de pétrole de gaz naturel et de pétrole brut à raison de 1 b pour 6 (sauf indication contraire) Kpi ³ de gaz naturel (ce facteur de conversion est une norme acceptée dans l'industrie et n'est pas fondé sur le contenu énergétique ou les prix actuels)
bep/j	Baril d'équivalent de pétrole par jour
bpj	Baril de pétrole par jour
CSC	Captage et stockage de CO ₂
GES	Gaz à effet de serre
GPO	Gaz en place à l'origine
kPa	Kilopascal
LGN	Liquides de gaz naturel
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
Pétrole en place à l'origine découvert	Le pétrole en place à l'origine découvert est défini dans le manuel COGE comme la quantité d'hydrocarbures qui, selon les estimations, est en place dans un gisement connu. Le pétrole en place se divise en partie récupérable et irrécupérable. La partie récupérable future estimée est classée parmi les réserves et les ressources éventuelles. Rien ne peut garantir que l'extraction d'une partie de ce pétrole en place pourra être rentable ou faisable sur le plan technique, sauf s'il est recensé en tant que réserve prouvée ou probable
VAN	Valeur actualisée nette
VL	Valeur liquidative
WTI	West Texas Intermediate, le prix de référence payé en dollars américains à Cushing, en Oklahoma, pour du pétrole brut de qualité standard

CONVERSION

Le tableau suivant donne certaines conversions standard entre les unités impériales standard et le système international d'unités (ou les unités métriques).

<u>Pour convertir des</u>	<u>En</u>	<u>Multiplier par</u>
Kpi ³	mètres cubes	28,174
mètres cubes	pieds cubes	35,494
b	mètres cubes	0,159
mètres cubes	b	6,290
pieds	mètres	0,305
mètres	pieds	3,281
milles	kilomètres	1,609
kilomètres	milles	0,621
acres	hectares	0,405
hectares	acres	2,471
gigajoules	MBTU	0,949
MBTU	gigajoules	1,055
psi	kPa	6,89

MONNAIE

Sauf indication contraire, le numéraire (dollars et \$) mentionné dans la présente notice annuelle est exprimé en dollars canadiens.

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

La présente notice annuelle renferme l'expression « rentrées nettes » qui n'est pas définie par les IFRS et pourrait par conséquent ne pas être comparable aux mesures de performance présentées par d'autres sociétés. Dans la présente notice annuelle, les « rentrées nettes » sont calculées en déduisant les redevances payées et les coûts de production, y compris les frais de transport, des prix obtenus, compte non tenu des opérations de couverture. Les rentrées nettes opérationnelles représentent les produits et les profits ou pertes réalisés sur les instruments financiers dérivés, moins les redevances, les frais d'exploitation et les frais de transport, et sont présentées sur une base par BEP. La direction est d'avis que les rentrées nettes, ainsi que le résultat net, constituent une mesure complémentaire utile pour évaluer le rendement opérationnel de la société. Toutefois, les lecteurs doivent être avisés que cette mesure ne doit pas être considérée comme un substitut au résultat net et aux flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles, lesquels sont calculés conformément aux IFRS, à titre d'indicateurs du rendement de la société.

En outre, il est fait renvoi à l'expression « flux de trésorerie provenant de l'exploitation » qui n'a pas de signification normalisée selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) codifiés par les IFRS. Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation pourraient ne pas être comparables au calcul d'un montant semblable d'autres entités. Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation ne sont pas censés représenter les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles calculés conformément aux IFRS ni être équivalents à ceux-ci.

NOTES SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL

Mise en garde concernant l'information sur les réserves

La détermination des réserves de pétrole et de gaz naturel suppose qu'on établisse des estimations comportant un degré inhérent d'incertitudes connexes. Les catégories des réserves prouvées et probables ont été définies pour refléter le niveau de ces incertitudes et donner une idée de la probabilité de récupération. L'estimation et le classement des réserves exigent l'exercice d'un jugement professionnel combiné à des connaissances en géologie et en génie en vue d'apprécier si les critères particuliers de classement des réserves ont été respectées ou non. Il faut une connaissance des notions comme l'incertitude et le risque, les probabilités et les statistiques et les méthodes d'estimation déterminées et probabilistes pour employer et appliquer correctement les définitions des réserves.

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 être supérieures ou inférieures aux estimations figurant dans les présentes. Les produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs provenant de la production des réserves de gaz naturel et de pétrole de la société ne correspondent pas à la juste valeur marchande des réserves de la société.

Mise en garde concernant les bep

Dans la présente notice annuelle, l'abréviation bep s'entend du baril d'équivalent de pétrole, 1 bep étant l'équivalent de 6 kpi³ de gaz naturel quand le gaz naturel est converti en bep. L'unité bep peut être trompeuse, surtout lorsqu'elle est prise isolément. Le ratio de conversion de 6 kpi³ par bep est fondé 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.

Catégories de réserves

Le calcul des réserves de pétrole et de gaz nécessite la préparation d'estimations qui comportent un degré inhérent d'incertitude. Les catégories de réserves prouvées et probables ont été établies de façon à tenir compte de ces niveaux d'incertitude et de donner une indication de la probabilité de récupération.

L'estimation et la classification des réserves exigent l'exercice d'un jugement professionnel combiné à des connaissances en géologie et en génie en vue d'apprécier si les critères particuliers de classement des réserves ont été respectés ou non. Il faut une connaissance de notions comme l'incertitude et le risque, les probabilités et les statistiques et les méthodes d'estimation déterministes et probabilistes pour employer et appliquer correctement les définitions des réserves.

- a) « **réserves** » Les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à partir d'une date donnée, en fonction a) de l'analyse des données de forage, ainsi que des données géologiques, géophysiques et techniques; b) l'utilisation de la technologie connue; et c) des conditions économiques précises, généralement acceptées comme étant raisonnables et indiquées. Les réserves sont classées en fonction du degré de certitude qui se rattache aux estimations.
- b) « **réserves prouvées** » Les réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer. Il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.
- c) « **réserves développées exploitées** » Les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation. Ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.
- d) « **réserves développées inexploitées** » Les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont été antérieurement mises en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.
- e) « **réserves non développées** » Les réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (p. ex., comparativement au coût du forage d'un puits). Elles doivent respecter entièrement les critères de la catégorie de réserves (prouvées et probables) à laquelle elles sont attribuées. Dans les gisements multipuits, il peut convenir de répartir les réserves totales du gisement entre les catégories de réserves développées et de réserves non développées, ou de subdiviser les réserves développées du gisement en réserves développées exploitées et réserves développées inexploitées. Cette répartition doit se fonder sur l'appréciation que fait l'auteur des estimations des réserves qui seront récupérées des puits particuliers, sur les installations et intervalles d'achèvement pour le gisement ainsi que sur leur état respectif de développement et de production.
- f) « **réserves probables** » Les réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées. Il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et probables estimatives.

Niveaux de certitude à l'égard des réserves présentées

Les niveaux de certitude qualitatifs auxquels font référence les définitions données ci-dessus s'appliquent aux entités de réserves individuelles (qui s'entendent du niveau le plus bas auquel les calculs de réserves sont effectués) et aux réserves présentées (qui s'entendent de la somme au niveau le plus élevé d'estimations d'entités individuelles pour laquelle les estimations de réserves sont présentées). Les réserves présentées devraient viser les niveaux de certitude suivants selon un ensemble donné de conditions économiques :

- pour les réserves prouvées, il existe une probabilité d'au moins 90 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à l'estimation; et

- pour les réserves prouvées et les réserves probables, il existe une probabilité d'au moins 50 % que les quantités effectivement récupérées seront égales ou supérieures à l'estimation.

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

Autres définitions

Les termes suivants, utilisés dans la préparation du rapport d'InSite conformément au Règlement 51-101 et dans la présente notice annuelle, ont le sens indiqué ci-après :

a) « **brut(e)** » :

- i) En ce qui concerne la participation de la société à la production ou aux réserves, les « réserves brutes de la société », qui représentent sa participation directe (avec ou sans exploitation) avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à des redevances de la société;
- ii) en ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels l'émetteur assujetti a une participation; et
- iii) en ce qui concerne les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels l'émetteur assujetti a une participation.

b) « **champ** » Zone renfermant un ou plusieurs réservoirs groupés dans la même caractéristique structurale ou condition stratigraphique géologique individuelle ou liés à la même caractéristique ou condition. Un champ peut renfermer deux ou plusieurs réservoirs séparés verticalement par des couches imperméables interposées ou latéralement par des barrières géologiques locales, ou les deux. Les réservoirs apparentés situés dans des champs superposés ou adjacents peuvent être traités comme un champ d'exploitation unique ou commun. Les termes géologiques « caractéristique structurale » et « condition stratigraphique » visent à dénoter des caractéristiques géologiques localisées, par opposition aux termes plus génériques « bassin », « axe », « province », « zone d'intérêt », etc.

c) « **charges futures d'impôt** » Les charges futures d'impôt sur le revenu estimées (généralement pour chaque année) :

- i) en procédant aux répartitions appropriées des coûts et pertes non réclamés estimatifs reportés aux fins de l'impôt, entre les activités pétrolières et gazières et les autres activités;
- ii) sans déduire les coûts futurs estimatifs qui ne sont pas déductibles dans le calcul du revenu imposable;
- iii) en tenant compte des crédits d'impôt et déductions fiscales estimatifs; et
- iv) en appliquant aux flux de trésorerie nets futurs avant impôt se rapportant aux activités pétrolières et gazières de la société les taux d'impôt statutaires de fin d'année appropriés compte tenu des taux d'impôt déjà établis dans la loi.

- d) « **coûts d'abandon de puits** » Coûts engagés pour abandonner un puits (déduction faite de la valeur de récupération) et le débrancher d'un réseau collecteur. Ces coûts ne comprennent ni les frais d'abandon du réseau collecteur ni les frais de remise en état de l'emplacement du puits.
- e) « **coûts d'acquisition des terrains** » Coûts relatifs à l'acquisition d'un terrain (directement par achat ou par obtention d'une concession, ou indirectement par l'acquisition d'une autre société possédant des droits sur le terrain), y compris :
- i) les coûts liés aux primes de concession et le coût des options d'achat ou de concessions d'un terrain;
 - ii) la portion des coûts applicables aux hydrocarbures lorsque l'acquisition d'un bien-fonds comprend les droits aux hydrocarbures; et
 - iii) les frais de courtage, les droits d'enregistrement, les frais juridiques et les autres frais associés à l'acquisition des terrains.
- f) « **coûts opérationnels** » ou « **frais de production** » Coûts ou frais relatifs à l'exploitation et à l'entretien des puits ainsi que du matériel et des installations connexes, y compris la portion applicable des coûts opérationnels du matériel et des installations de soutien et les autres coûts relatifs à l'exploitation et à l'entretien de ces puits ainsi que du matériel et des installations connexes.
- g) « **forage stratigraphique** » Forage visant à obtenir de l'information sur une situation géologique particulière. Ce type de forage, que l'on effectue habituellement sans l'intention de mettre le puits en production, comprend les essais de carottage et tous les types de forage à fonds perdus liés à la prospection des gisements d'hydrocarbures. Les forages stratigraphiques sont dits i) d'« exploration » lorsqu'ils ne sont pas faits sur un terrain prouvé; ou ii) de « développement » lorsqu'ils sont faits sur un terrain prouvé. Les forages stratigraphiques de développement sont souvent appelés « **puits d'évaluation** ».
- h) « **frais d'exploration** » Frais relatifs à la reconnaissance des zones présentant des caractéristiques favorables à la présence de réserves de pétrole et de gaz et à l'étude des zones productives possibles, y compris le coût des forages d'exploration et des forages stratigraphiques d'exploration. Les frais d'exploration peuvent être engagés avant l'acquisition (on considère parfois une partie de ces frais comme étant des « **frais de prospection** ») ou après l'acquisition du terrain. Les frais d'exploration, qui comprennent la partie applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien et les autres coûts d'activités d'exploration, sont les suivants :
- i) le coût des études topographiques, géochimiques, géologiques et géophysiques, des droits d'accès aux terrains pour effectuer ces études, des salaires et autres charges relatives aux géologues, aux équipes géophysiques et au personnel effectuant lesdites études (pour l'ensemble de ces frais, on parle parfois de « **frais géologiques et géophysiques** »);
 - ii) les frais de possession et de conservation des terrains non prouvés, comme les loyers annuels, les impositions sur la valeur des terrains (autres que l'impôt sur le revenu et l'impôt sur le capital), les frais juridiques relatifs à la défense des titres, et à la conservation des titres et des contrats de concession;
 - iii) le coût des sondages secs;
 - iv) le coût du forage et de l'équipement des puits d'exploration; et
 - v) le coût des forages stratigraphiques d'exploration.

- i) « **frais de développement** » Les frais relatifs à l'accès aux réserves et à l'implantation des installations d'extraction, de traitement, de collecte et de stockage du pétrole et du gaz tirés de ces réserves. Plus précisément, les frais de développement, y compris la portion applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien et les autres coûts d'activités de développement, sont les frais engagés :
- i) pour avoir accès aux emplacements de forage et préparer les chantiers, y compris la prospection visant à déterminer les emplacements précis de forage, le déblaiement, le drainage, la construction de routes, le déplacement de routes publiques, de conduites de gaz et de lignes électriques, dans la mesure nécessaire pour développer les réserves;
 - ii) pour forer et équiper les puits de développement et les puits de développement résultant de forages stratigraphiques;
 - iii) pour les puits de service, y compris le coût des plates-formes et d'équipement de puits comme le tubage, les colonnes de production, l'équipement de pompage et les têtes de puits de mise en production;
 - iv) pour acquérir, construire et mettre en place des installations de production comme les conduites d'écoulement, les séparateurs, les purificateurs, les réchauffeurs, les collecteurs, les appareils de mesure et les réservoirs de stockage, les installations de conditionnement et de traitement du gaz naturel et les systèmes de service généraux et d'évacuation des déchets; et
 - v) pour mettre en place des systèmes de récupération améliorés.
- j) « **gaz associé** » La calotte de gaz sous-jacente à une accumulation de pétrole brut dans un réservoir.
- k) « **gaz dissous** » Gaz naturel dissous dans du pétrole brut.
- l) « **gaz naturel** » Des hydrocarbures plus légers et composants autres que des hydrocarbures présents à l'état naturel dans un réservoir souterrain qui, dans l'atmosphère, sont essentiellement gazeux mais qui peuvent renfermer des liquides de gaz naturel. Le gaz naturel peut être présent dans un réservoir, soit dissous dans du pétrole brut (gaz dissous), soit en phase gazeuse (gaz associé ou gaz non associé). Le gaz de schiste est l'équivalent du gaz naturel. Les composants autres que des hydrocarbures peuvent comprendre le sulfure d'hydrogène, le dioxyde de carbone et l'azote.
- m) « **gaz non associé** » Accumulation de gaz naturel dans un réservoir ne contenant pas de pétrole brut.
- n) « **liquides de gaz naturel** » Composants d'hydrocarbures qu'il est possible d'extraire du gaz naturel en phase liquide. Il s'agit notamment de l'éthane, du propane, des butanes, des pentanes supérieurs, des condensats et de petites quantités de substances autres que les hydrocarbures.
- o) « **matériel et installations de soutien** » Le matériel et les installations utilisés dans les activités pétrolières et gazières, notamment le matériel sismique, le matériel de forage, le matériel de construction et les appareils de nivellement, les véhicules, les ateliers de réparation, les entrepôts, les centres de ravitaillement, les campements ainsi que les bureaux de division, de district ou de chantier.
- p) « **net(te)** » :
- i) En ce qui concerne la participation de la société dans la production ou les réserves, sa participation directe (avec ou sans exploitation) après déduction des redevances à payer, plus ses droits à des redevances sur la production ou les réserves;

- ii) en ce qui concerne la participation de la société dans des puits, le nombre de puits obtenus en additionnant la participation directe de la société dans chacun de ses puits bruts; et
 - iii) en ce qui concerne la participation de la société dans un terrain, la superficie totale sur laquelle la société a une participation, multipliée par la participation directe détenue par la société.
- q) « **pétrole brut** » ou « **pétrole** » Un mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures lourds qui peut renfermer des composés sulfurés et des composés autres que des hydrocarbures, qu'on peut récupérer d'un puits dans des réservoirs souterrains et qui demeurent liquides dans les conditions sous lesquelles son volume est mesuré ou estimé. Il ne comprend pas le gaz dissous ni les liquides de gaz naturel.
- r) « **prix et coûts prévisionnels** » Prix et coûts futurs :
- i) qui sont généralement acceptés comme une perspective raisonnable;
 - ii) dans la seule mesure où il existe des prix ou coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels la société est liée par un engagement contractuel ou autre, de livrer un produit, y compris ceux qui se rapportent à une période de prolongation d'un contrat qui sera probablement prolongé, ces prix et coûts plutôt que ceux qui sont visés à l'alinéa i).
- s) « **production** » Récupération, collecte, traitement, traitement préliminaire ou traitement en usine (par exemple, traitement du gaz pour en extraire les liquides de gaz naturel) et stockage sur place du pétrole et du gaz naturel provenant des trous de forage.
- t) « **produits des activités ordinaires nets futurs** » Le montant net estimatif à recevoir au titre du développement et de la production des réserves (y compris le pétrole synthétique, le méthane de houillère et les autres réserves non traditionnelles) établi au moyen de prix et coûts prévisionnels avant déduction des frais généraux et administratifs, de l'intérêt et de l'impôt.
- u) « **puits d'exploration** » Puits qui n'est ni un puits de développement, ni un puits de service, ni un forage stratigraphique.
- v) « **puits de développement** » Puits foré dans les limites établies d'un réservoir de pétrole ou de gaz, ou à proximité du bord d'un réservoir, jusqu'à la profondeur d'un horizon stratigraphique reconnu comme productif.
- w) « **puits de service** » Puits foré ou complété en vue de soutenir la production dans un champ existant. Les puits de cette catégorie sont forés pour les objectifs précis suivants : injection de gaz (gaz naturel, propane, butane ou gaz de combustion), injection d'eau, injection de vapeur, injection d'air, élimination de l'eau salée, approvisionnement d'eau en vue de l'injection, observation ou injection de la combustion.
- x) « **réservoir** » Formation souterraine poreuse et perméable qui renferme un gisement naturel se prêtant à la production de pétrole ou de gaz qui est piégée par des barrières de roches imperméable ou d'eau et qui est distinct des autres réservoirs.
- y) « **terrain** » Comprend :
- i) la propriété d'un bien-fonds, une concession, un bail, un contrat, un permis, une licence ou tout autre droit permettant d'extraire du pétrole ou du gaz, conformément aux modalités que peut imposer l'acte de cession de ce droit;
 - ii) les droits à redevance, les droits à une part du pétrole ou du gaz produit et les autres droits hors exploitation sur des terrains exploités par des tiers; et

- iii) les accords avec des autorités ou gouvernements étrangers en vertu desquels la société participe à l'exploitation de terrains ou agit d'une façon quelconque en qualité de « producteur » des réserves en cause (au lieu d'être un acheteur indépendant, courtier, négociant ou importateur).

Un terrain ne comprend pas les contrats de fourniture, ni les contrats qui prévoient un droit d'acheter, plutôt que d'extraire, du pétrole ou du gaz.

- z) « **terrain non prouvé** » Terrain ou partie d'un terrain auquel il n'a pas été attribué de réserves en particulier.

- aa) « **terrain prouvé** » Terrain ou partie d'un terrain auquel des réserves ont été attribuées en particulier.

AVIS CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Certains renseignements qui figurent dans la présente notice annuelle, notamment l'analyse par la direction des projets et activités à venir de Storm, constituent de l'information prospective (au sens de la législation en valeurs mobilières canadienne applicable). Généralement, ces énoncés ou informations se reconnaissent à l'emploi de mots comme « entrevoir », « croire », « prévoir », « planifier », « s'attendre », « budget », « perspectives », « prévision » et d'autres termes de même nature, qui comprennent des déclarations se rapportant ou liées à des puits, à des installations, à des régions ou à des projets particuliers. Est considéré comme un énoncé prospectif tout énoncé portant sur les éléments suivants :

- les caractéristiques de rendement des terrains de pétrole et de gaz naturel de la société;
- les prix futurs du pétrole brut, des liquides de gaz naturel et du gaz naturel;
- les niveaux de production futurs et les niveaux de production par marchandise;
- la taille des réserves de pétrole et de gaz naturel de la société et les flux de trésorerie futurs que l'on prévoit tirer de ces réserves;
- les produits et les coûts futurs (y compris les redevances) et les produits et les coûts par unité de marchandise;
- les dépenses en immobilisations futures ainsi que leur attribution aux activités d'exploration et de mise en valeur ou aux périodes spécifiques;
- les travaux futurs de forage, de conditionnement et de raccordement de puits;
- la construction, l'acquisition ou l'accessibilité d'installations futures;
- les bénéfices ou les pertes futurs;
- les liquidités futures provenant de l'exploitation conformes et non conformes aux PCGR;
- les disponibilités futures de financement, les sources de financement futures pour les programmes d'immobilisations et la disponibilité future de telles sources;
- les acquisitions ou les aliénations d'actifs futures;
- les intentions relatives aux investissements;
- les frais futurs de mise hors service et les taux d'actualisation utilisés pour établir la valeur nette actualisée de ces frais;
- les projets de mise en valeur;
- la valeur d'utilité estimative des terrains et de l'équipement;
- les niveaux d'endettement futurs;
- la disponibilité des facilités de crédit;
- les impôts futurs à payer et l'utilisation future des pertes et comptes fiscaux;
- le calcul et la possibilité de récupération des réserves ou des ressources éventuelles, y compris les estimations du pétrole en place à l'origine découvert, et le moment de cette récupération;
- les estimations de la quantité finalement récupérée des puits;
- les frais de découverte et de développement, les coûts opérationnels et les frais généraux et d'administration futurs;

- le traitement aux termes des régimes de réglementation gouvernementaux et de la législation fiscale et sur les redevances;
- les provisions futures pour épuisement, amortissement et désactualisation;
- les taux d'intérêt et frais d'intérêt futurs;
- les estimations par action et par bep;
- les dates ou les moments auxquels les puits seront forés, complétés et raccordés, la construction des installations et des pipelines seront achevées et les zones géographiques seront développées; et
- des modifications aux éléments qui précèdent.

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;
- la réussite des activités d'exploitation, d'exploration et de mise en valeur de la société;
- les conditions météorologiques, les prix des marchandises et les taux de change en vigueur;
- la disponibilité de la main-d'œuvre, des services et de l'équipement de forage;
- la disponibilité de capitaux pour le financement des dépenses prévues;
- le moment et le montant des dépenses en immobilisations;
- la conjoncture économique et la situation des marchés financiers en général;
- la réussite, la nature et le calendrier des activités de récupération perfectionnées;
- la capacité de la société à s'assurer de l'effectif, de l'équipement et des services nécessaires;
- la réglementation du gouvernement dans les domaines de l'impôt, des taux de redevances et de la protection de l'environnement;
- la réussite des activités d'exploration et de mise en valeur; et
- l'accès au marché pour la production de la société.

Les énoncés prospectifs sont assujettis à des risques et à des incertitudes connus et inconnus ainsi qu'à d'autres facteurs pouvant faire en sorte que les résultats, les niveaux d'activité et les réalisations réels diffèrent sensiblement des résultats, des niveaux d'activité et des réalisations exprimés ou sous-entendus par ces énoncés. Ces facteurs comprennent les suivants :

- les conditions du secteur, y compris les prix des marchandises;
- les contraintes liées à la capacité des installations de tiers et des pipelines et l'accès aux marchés des ventes;
- la volatilité des prix des marchandises;
- les fluctuations des cours de change;
- le caractère imprécis des estimations des réserves et des coûts connexes, y compris les redevances, les coûts de production et les coûts de mise en valeur futurs;
- les risques environnementaux;
- la volatilité du marché boursier;
- la capacité d'obtenir du capital suffisant de sources internes et externes et la capacité de la société de réaliser la valeur des sociétés et actifs acquis;
- les risques liés à la facilité de crédit;
- l'incapacité d'obtenir les avantages prévus des acquisitions et des aliénations;
- les risques inhérents aux activités de pétrole et de gaz naturel;
- l'incapacité à obtenir de la main-d'œuvre, des services et de l'équipement en temps opportun ou selon des modalités favorables;
- la concurrence, notamment pour le capital, l'acquisition des réserves, les terrains non développés et le personnel compétent;
- les conditions météorologiques défavorables;
- les évaluations erronées de la valeur des acquisitions et des programmes d'exploration et de développement;

- la réussite de programmes de forage;
- les problèmes d'ordre géologique ou technique et les problèmes liés au forage, à la complétion et à la transformation;
- les résultats de la récupération perfectionnée;
- les changements apportés à la législation, notamment les changements apportés aux lois fiscales et aux programmes incitatifs relatifs au secteur du pétrole et du gaz; et
- les autres facteurs dont il est question à la rubrique « *Facteurs de risque* ».

Toutes ces mises en garde doivent être évaluées à la lumière de la situation économique actuelle, notamment la volatilité des prix des marchandises, les récentes baisses des prix du pétrole brut et du gaz naturel au cours des quelques dernières années, l'attitude des prêteurs et des investisseurs envers les actifs liés au gaz naturel, la situation des marchés des capitaux en général, ainsi que la stabilité des partenaires de coentreprises et d'autres partenariats commerciaux, facteurs qui sont tous indépendants de la volonté de Storm.

La quantité finalement récupérée des réserves est fondée sur les prévisions des résultats futurs, les estimations de montants non encore déterminables et les hypothèses de la direction de Storm.

Les énoncés relatifs aux « réserves » ou aux « ressources » constituent des énoncés prospectifs puisqu'ils s'appuient sur l'évaluation implicite, fondée sur certaines estimations et hypothèses, que les réserves et les ressources décrites seront présentes dans la quantité prévue ou estimée et qu'elles pourront ultérieurement être exploitées de façon rentable.

Les lecteurs sont avisés que les hypothèses qui ont servi à l'élaboration de cette information, bien qu'elles aient été jugées raisonnables à ce moment-là, pourraient s'avérer imprécises. Ainsi, il ne faut pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Storm décline toute intention ou obligation de mettre à jour ou de réviser publiquement les énoncés prospectifs, que ce soit à la suite de nouvelle information, d'événements futurs ou autrement, à moins que les lois sur les valeurs mobilières ne l'exigent.

Des renvois aux énoncés prospectifs sont formulés ailleurs dans la présente notice annuelle. Les énoncés prospectifs qui figurent aux présentes sont donnés expressément sous réserve de la présente mise en garde.

LA SOCIÉTÉ

Storm Resources Ltd. a été constituée en vertu de l'ABCA le 8 juin 2010 sous la dénomination « 1541229 Alberta Ltd. ». Le 30 juillet 2010, la société a déposé des statuts de modification afin de changer sa dénomination pour « Storm Resources Ltd. ». Le 23 mars 2012, la société a déposé des statuts de fusion après l'achèvement de l'arrangement visant Bellamont afin de fusionner avec Bellamont.

Storm est un émetteur assujéti (ou son équivalent) dans chacune des provinces du Canada. Le 31 août 2010, les actions ordinaires étaient inscrites à la cote de la TSXV sous le symbole « SRX ».

Au 31 mars 2015, la société compte une filiale, SGR, qui est une filiale en propriété exclusive et qui a été constituée en vertu de l'ABCA.

L'établissement principal de la société est situé au 421 — 7th Avenue S.W., bureau 4000, Calgary (Alberta) T2P 4K9, et son siège social est situé au 640 — 5th Avenue S.W., bureau 200, Calgary (Alberta) T2P 3G4.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

Exercice terminé en 2012

Le 12 janvier 2012, Storm a réalisé l'acquisition de SGR aux termes d'un plan d'arrangement visant Storm, 1644140 Alberta Ltd., SGR et les porteurs d'actions ordinaires de SGR (l'« **arrangement visant SGR** »). Aux termes de l'arrangement visant SGR, Storm a émis une quantité globale de 11 761 190 actions ordinaires, au prix d'émission réputé de 3,73 \$ l'action ordinaire, en contrepartie de l'acquisition de la totalité des actions ordinaires émises et en circulation de SGR que Storm ne détenait pas déjà. L'acquisition de SGR a ajouté environ 360 bep/j de production (100 % de gaz naturel) et 81 400 acres nets de terres non développées, comprenant 58 400 acres nets dans le BRH.

Le 23 mars 2012, Storm a réalisé l'acquisition de Bellamont aux termes d'un plan d'arrangement visant Storm, Bellamont et les porteurs d'actions de catégorie A de Bellamont (l'« **arrangement visant Bellamont** »). Aux termes de l'arrangement visant Bellamont, Storm a versé une somme globale de 20,0 millions de dollars au comptant et émis une quantité globale de 16 740 096 actions ordinaires, au prix d'émission réputé de 2,37 \$ l'action ordinaire, en contrepartie de l'acquisition de la totalité des actions de catégorie A émises et en circulation de Bellamont. La composante au comptant de l'arrangement visant Bellamont a été financée grâce à l'achèvement concomitant : i) d'un placement privé effectué par l'entremise de courtiers de 2 353 000 actions ordinaires, au prix de 3,40 \$ l'action ordinaire; et ii) d'un placement privé non effectué par l'entremise de courtiers de 4 593 000 actions ordinaires, au prix de 3,40 \$ l'action ordinaire, moyennant un produit brut global d'environ 23 616 000 \$. À l'achèvement de l'arrangement visant Bellamont, la production de Storm a augmenté d'environ 2 000 bep/j (49 % de liquides). De plus, Storm a ajouté des projets de forage de pétrole léger dans les régions de Grimshaw et de Grande Prairie dans le nord-ouest de l'Alberta. En incluant la prise en charge d'une dette nette estimative de 36,9 millions de dollars, le coût total de l'opération s'est établi à environ 96,6 millions de dollars.

À la clôture de l'arrangement visant Bellamont, la facilité bancaire de la société a été majorée de 18,0 millions de dollars à 70,0 millions de dollars.

Le 18 octobre 2012, Storm a achevé l'aliénation de 150 bep/j de production dans la région de Mica dans le nord-est de la Colombie-Britannique moyennant un produit net de 13,3 millions de dollars (l'« **aliénation de Mica** »). Le produit net de l'aliénation de Mica a servi à réduire la dette bancaire de Storm. La date d'effet de l'aliénation de Mica était le 1^{er} septembre 2012. À la suite de l'aliénation de Mica, la facilité bancaire de la société a été réduite à 62,0 millions de dollars.

En 2012, Storm a foré six puits (4,4 nets) avec un taux de réussite de 100 %. Ces puits comprenaient quatre puits horizontaux (2,4 nets) et un puits vertical (1,0 net) dans la formation de Montney à Umbach et un puits horizontal (1,0 net) dans le gisement de pétrole léger de Dunvegan C dans la région de Grande Prairie.

Exercice terminé en 2013

Le 18 janvier 2013 et le 15 février 2013, Storm a réalisé l'aliénation de terrains dans la région de Grande Prairie dans le nord-ouest de l'Alberta, d'une production totalisant 300 bep/j, moyennant un produit de 20 millions de dollars (les « **aliénations de Grande Prairie** »). Le produit net des aliénations de Grande Prairie a servi à réduire la dette bancaire de Storm. La date d'effet des aliénations de Grande Prairie était le 1^{er} janvier 2013. À la suite de ces aliénations, la facilité bancaire de la société a été réduite à 52,0 millions de dollars.

Le 1^{er} mai 2013, Storm a réalisé le financement de mai 2013 qui comprenait : i) un financement par voie de prise ferme au moyen d'un prospectus simplifié aux termes duquel Storm, par l'entremise d'un syndicat de preneurs fermes, a émis un total de 12 580 000 actions ordinaires au prix de 1,88 \$ l'action ordinaire moyennant un produit brut total de 23 650 400 \$; et ii) un financement par voie d'un placement privé non effectué par l'entremise de courtiers de 3 000 000 d'actions ordinaires au prix de 1,88 \$ l'action ordinaire à

certaines investisseurs, y compris des initiés, déterminés par Storm moyennant un produit brut total de 5 640 000 \$.

Le 19 novembre 2013, Storm a réalisé le financement de novembre 2013 qui comprenait : i) un financement par voie de prise ferme au moyen d'un prospectus simplifié aux termes duquel Storm, par l'entremise d'un syndicat de preneurs fermes, a émis un total de 9 000 000 d'actions ordinaires au prix de 3,35 \$ l'action ordinaire moyennant un produit brut total de 30 150 000 \$; et ii) un financement par voie d'un placement privé non effectué par l'entremise de courtiers de 1 100 000 actions ordinaires au prix de 3,35 \$ l'action ordinaire à certains investisseurs, y compris des initiés, déterminés par Storm moyennant un produit brut total de 3 685 000 \$.

Au cours du quatrième trimestre de 2013, la facilité bancaire a été augmentée à 65,0 millions de dollars.

En 2013, Storm a foré neuf puits (8,6 nets) avec un taux de réussite de 100 %. Ces puits comprenaient huit puits horizontaux (7,6 nets) et un puits vertical (1,0 net) dans la formation de Montney à Umbach.

Exercice terminé en 2014

Le 31 janvier 2014, Storm a réalisé l'acquisition d'une participation directe de 100 % dans 29 sections de terrains de la région Umbach-Nig à des fins de prospection de gaz naturel riche en liquides provenant de la formation de Montney qui comprenait deux puits horizontaux producteurs de la formation de Montney (l'« **acquisition d'Umbach** »). La contrepartie de l'acquisition d'Umbach a totalisé 87,9 millions de dollars et se composait : i) d'un paiement de 30,0 millions de dollars en espèces au vendeur; et ii) de l'émission de 13 629 442 actions ordinaires à un prix d'émission réputé de 4,25 \$ l'action ordinaire au vendeur.

Le 14 février 2014, Storm a réalisé le financement de février 2014 qui comprenait : i) un financement par voie de prise ferme au moyen d'un prospectus simplifié aux termes duquel Storm, par l'entremise d'un syndicat de preneurs fermes, a émis un total de 7 250 000 actions ordinaires au prix de 4,10 \$ l'action ordinaire moyennant un produit brut total de 29 725 000 \$; et ii) un financement par voie d'un placement privé non effectué par l'entremise de courtiers de 1 250 000 actions ordinaires au prix de 4,10 \$ l'action ordinaire à certains investisseurs, y compris des initiés, déterminés par Storm moyennant un produit brut total de 5 125 000 \$.

En 2014, Storm a foré 17 puits (17,0 nets) avec un taux de réussite de 100 %. Ces puits comprenaient 16 puits horizontaux (16,0 nets) et un puits vertical (1,0 net) dans la formation de Montney à Umbach. De plus, une nouvelle installation de compression auxiliaire a été construite d'une capacité initiale de 24 Mpi³ par jour et pouvant atteindre 48 Mpi³ par jour. Le coût total de construction s'est établi à environ 15,3 millions de dollars et l'installation est entrée en exploitation le 19 août 2014.

Le rapport d'InSite a attribué des réserves prouvées et probables brutes de 88 024 Kbp au 31 décembre 2014, soit une augmentation de 117 % par rapport à l'exercice précédent. Les terrains non développés de Storm totalisent 302 000 acres nets à la fin de 2014. Voir « *Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz* ».

DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ

Généralités

Storm se consacre à l'exploration, à l'acquisition, au développement et à la production de réserves de pétrole, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel dans les provinces d'Alberta et de la Colombie-Britannique. La société est axée sur une combinaison sélective de forages d'exploration et de développement, ainsi que d'acquisitions stratégiques d'actifs et d'entreprises lorsque la société est d'avis que de plus amples occasions d'exploitation, de développement et d'exploration existent. Les principales zones d'activité de Storm sont situées dans les régions du BRH et d'Umbach du nord-est de la Colombie-Britannique et dans les régions de Grimshaw et de Grande Prairie du centre-nord de l'Alberta.

Storm a comme objectif d'entreprise de repérer et d'exploiter les occasions de développement d'actifs de pétrole et de gaz naturel de façon rentable et conforme dans l'Ouest canadien. La société emploie un certain nombre de stratégies pour gérer les risques opérationnels et financiers liés à cet objectif, notamment en adoptant une solide approche géographique et géologique relativement à ses activités, en créant ses propres perspectives, en détenant ses installations et en exploitant ses actifs lorsque cela est possible.

Même si la société préfère détenir une participation directe de 100 % dans ses terrains, elle acceptera une participation directe moins importante lorsque les besoins en capitaux sont supérieurs à la capacité de financement ou à la tolérance aux risques de la société.

La société cherche à acquérir des actifs dans des domaines qui lui sont familiers à condition que le prix des actifs acquis soit concurrentiel compte tenu des frais de découverte et de développement internes de la société et/ou que les actifs acquis s'inscrivent dans la stratégie de croissance et d'expansion continue de la société.

La gestion de la société combine une philosophie d'exploitation axée sur la croissance et une stratégie financière prudente, basée sur le financement du programme d'immobilisations de la société à partir des flux de trésorerie, de la dette (dans les limites de multiples flux de trésorerie acceptables), d'aliénations d'actifs choisis et, dans les circonstances appropriées, de l'émission d'actions. Dans certains cas, la société excèdera de façon temporaire les lignes directrices internes concernant la dette qu'elle s'est fixées pour réaliser une acquisition, un programme de forage saisonnier ou un ajout important aux installations. Cependant, des programmes de réduction de la dette sont alors mis en œuvre pour que la dette retourne à des niveaux acceptables. Des opérations de couverture peuvent être utilisées dans le cadre du programme de gestion de la dette pour stabiliser les flux de trésorerie au moyen de l'emploi d'instruments comme des ventes de marchandises à prix fixe, des prix à taux plafond et plancher à la fois, des swaps de taux d'intérêt, l'établissement de taux de change et des instruments semblables. La conclusion d'arrangements de couverture doit respecter la politique de couverture de la société et doit être approuvée par le conseil d'administration.

La société s'efforce de gérer à la fois les coûts en capital et les frais d'exploitation. Une structure à faible coût signifie que la société peut continuer à mettre en œuvre son plan d'affaires et sa croissance dans les périodes de faible prix des marchandises, comme les faibles prix du gaz naturel qui ont cours depuis 2011 et demeurent en vigueur en 2015, et protéger ainsi sa position concurrentielle.

Conditions concurrentielles

En ce qui a trait à l'acquisition de réserves, aux baux d'exploration, aux permis et aux concessions minières, à l'équipement et au personnel chevronné, la société livre une concurrence active à de nombreuses autres sociétés pétrolières et gazières, dont plusieurs disposent de ressources financières beaucoup plus importantes que celles de la société. Parmi les concurrents de la société figurent d'importantes sociétés intégrées de pétrole et de gaz naturel et bon nombre d'autres sociétés indépendantes de pétrole et de gaz naturel de diverses tailles.

La capacité de la société de continuer à présenter des offres visant des droits de propriété supplémentaire et à acquérir des droits de propriété supplémentaires, de découvrir des réserves, de participer à des occasions de forage et de repérer et de conclure des arrangements commerciaux avantageux dépend i) de l'établissement et du maintien de relations de travail étroites entre la société et ses partenaires du secteur; ii) de sa capacité à choisir et à évaluer des terrains appropriés en vue d'une acquisition et d'une mise en valeur; et iii) de sa capacité à conclure des opérations intéressantes dans un cadre hautement concurrentiel.

Nature cyclique des activités

Les principaux terrains de Storm, à l'exception du BRH dans le nord-est de la Colombie-Britannique, offrent généralement un accès à longueur d'année ce qui permet, sous réserve des clôtures de route saisonnières, la poursuite des activités de forage et d'autres activités sur les chantiers de forage toute l'année. En 2014,

environ 58 % des produits d'exploitation de Storm provenaient de la vente de gaz naturel. Le prix du gaz naturel est tributaire de plusieurs facteurs, notamment des activités de forage en Amérique du Nord, des niveaux de stockage, des augmentations de l'offre provenant de réserves nouvellement développées ainsi que de la demande, qui dépend des conditions météorologiques et qui atteint son point culminant pendant les mois froids d'hiver. Cette situation peut entraîner une importante volatilité des prix. Plus particulièrement, depuis 2009, le marché du gaz naturel en Amérique du Nord a connu des livraisons de volumes de plus en plus importants de gaz naturel provenant de dépôts de schiste aux États-Unis, dont l'exploitation au cours des dernières années a été facilitée en raison des améliorations des technologies de forage et de fracturation. La production de gaz naturel provenant du schiste se caractérise par des taux initiaux très élevés suivis de déclin rapides ce qui fait en sorte que les marchés du gaz naturel sont approvisionnés avec du gaz provenant de nouveaux puits dotés d'une capacité de livraison initiale élevée. Les prix du pétrole et des liquides de gaz naturel ont également fluctué grandement au cours des dernières années et ils sont établis en fonction des facteurs touchant l'offre et la demande, y compris les conditions climatiques et la conjoncture économique, ainsi que la situation dans d'autres régions productrices de pétrole et de gaz naturel, l'accès aux pipelines ainsi que le contexte géopolitique. Ce contexte géopolitique est apparu à la fin de 2014 et a entraîné d'importantes réductions des prix des indices pour le pétrole brut et certains éléments des flux de LGN de Storm dont le prix est établi en fonction des prix du pétrole brut.

L'acquisition de Bellamont à la fin de mars 2012 a donné lieu à un pourcentage accru de pétrole brut et de liquides de gaz naturel à valeur plus élevée dans la combinaison des marchandises de la société, ce qui a donné lieu à de meilleures rentrées nettes et à des flux de trésorerie plus élevés. Toutefois, depuis 2013, la société s'est concentrée et prévoit continuer à se concentrer sur des zones de gaz naturel à forte teneur en LGN dans la région d'Umbach dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Toutefois, le prix de la production de la société est tributaire de facteurs influant sur les marchés qui sont indépendants de la volonté ou de l'influence de la société.

Exigences en matière de protection de l'environnement

Toutes les phases d'activité du secteur du pétrole et du gaz naturel présentent des risques environnementaux et sont assujetties à une réglementation environnementale aux termes de conventions internationales et lois et règlements nationaux, provinciaux et municipaux en constante évolution. Les lois environnementales prévoient notamment des restrictions et des interdictions relatives aux déversements, aux rejets ou aux émissions de diverses substances produites relativement aux activités pétrolières et gazières. En vertu de ces lois, les puits et les installations doivent en outre être exploités, entretenus, abandonnés et remis en état de façon satisfaisante pour les autorités de réglementation compétentes. Le respect de ces lois peut exiger des dépenses importantes et une violation de ces lois peut entraîner l'imposition d'amendes et de pénalités, dont certaines peuvent être importantes ou la modification ou la suspension des licences et des permis d'exploitation. Il est prévu que l'évolution des lois environnementales entraînera des normes et une application plus stricte, des amendes plus importantes, une responsabilité éventuelle plus grande ainsi qu'une augmentation éventuelle des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation. Le rejet de pétrole, de gaz naturel et d'autres polluants dans l'air, le sol ou l'eau peut entraîner une responsabilité envers des tiers et faire en sorte que la société doive engager des frais pour remédier à ce rejet et indemniser les tiers touchés s'ils ne sont pas couverts par l'assurance de la société. La mise en application de lois environnementales de plus en plus sévères pourrait éventuellement entraîner une réduction de la production ou une augmentation importante des coûts liés aux activités de production, de développement ou d'exploration, ou avoir par ailleurs une incidence défavorable sur la situation financière, les dépenses en immobilisations, les résultats d'exploitation et la position concurrentielle ou les perspectives de la société.

Aux États-Unis et, dans une moindre mesure au Canada, la population est grandement préoccupée par le fait que les nouvelles technologies de fracturation, qui ont permis l'exploitation de gaz naturel provenant de dépôts de schiste et d'autres formations imperméables jusqu'à ce jour non rentables, puissent entraîner l'apparition de produits chimiques dans l'eau de surface ou l'eau souterraine nécessaire pour répondre à la demande en eau des secteurs à forte densité de population ou autrement contaminer ou polluer l'eau de surface ou l'eau souterraine. On ne peut prévoir l'évolution de ces inquiétudes à l'heure actuelle. Cependant, les terrains de la société situés à Umbach et dans le BRH comportent l'exploitation de gaz naturel en se servant de technologies de fracturation et il est possible que la société soit assujettie à des contrôles

environnementaux supplémentaires, dont l'incidence à venir sur l'exploitation de la société ne peut être établie à l'heure actuelle.

En décembre 2011, le Canada a annoncé qu'il se retirait du Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, la principale convention internationale sur les changements climatiques. On ne peut savoir quelle incidence cette mesure aura sur les activités à long et à moyen termes de la société. Il y a cependant une opposition croissante et importante, à la fois au Canada et à l'échelle internationale, à l'extraction du pétrole brut provenant des sables bitumineux en Alberta qui pourrait avoir une incidence indirecte sur l'exploitation de la société puisque l'exploitation des sables bitumineux utilise le gaz naturel en tant que source d'énergie et que certains LGN servent de diluant au moment où le pétrole brut provenant des sables bitumineux est acheminé par pipeline.

Compétences et connaissances spécialisées

L'exploration, l'acquisition, le développement et la production de réserves de pétrole, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel requièrent des compétences et des connaissances spécialisées dans les domaines du génie pétrolier, de la géophysique, de la géologie, de la construction d'installations et des titres fonciers. La société a le personnel doté des compétences et des connaissances spécialisées nécessaires. Bien que le marché de la main-d'œuvre dans le secteur est habituellement hautement concurrentiel, la société prévoit être en mesure d'attirer et de maintenir en fonction des employés dûment qualifiés tout au long de 2015.

Renégociation ou résiliation de contrats

À la connaissance de la direction, la société n'est partie à aucun contrat important pouvant être renégocié ou résilié en 2015.

Personnel

Au 31 décembre 2014, la société comptait 26 employés à temps plein, un employé à temps partiel et deux conseillers.

DIRECTION DE LA SOCIÉTÉ

Le tableau qui suit donne, en date des présentes, le nom, la municipalité de résidence et le poste principal des administrateurs et des membres de la haute direction de la société :

Nom et municipalité de résidence	Poste détenu	Date de la première élection ou nomination à titre d'administrateur⁵⁾
Stuart G. Clark ¹⁾ Priddis (Alberta)	Président du conseil et administrateur	8 juin 2010
Brian Lavergne Calgary (Alberta)	Président, chef de la direction et administrateur	8 juin 2010
Donald G. McLean Calgary (Alberta)	Chef des finances	–
Robert S. Tiberio Calgary (Alberta)	Chef de l'exploitation	–
John J. Devlin Calgary (Alberta)	Vice-président, finances	–
Gregory G. Turnbull, c.r. ³⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	8 juin 2010

Nom et municipalité de résidence	Poste détenu	Date de la première élection ou nomination à titre d'administrateur⁵⁾
Matthew J. Brister ²⁾³⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	8 juin 2010
John A. Brussa Calgary (Alberta)	Administrateur	8 juin 2010
Mark A. Butler ¹⁾²⁾⁴⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	8 juin 2010
P. Grant Wierzba ²⁾³⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	8 juin 2010
James K. Wilson ¹⁾⁴⁾ Calgary (Alberta)	Administrateur	8 juin 2010

Nota :

- 1) Membre du comité d'audit.
- 2) Membre du comité de la rémunération, de la gouvernance et des candidatures.
- 3) Membre du comité des réserves.
- 4) Titulaire de l'accréditation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés.
- 5) Les administrateurs exerceront leurs fonctions jusqu'à la prochaine assemblée annuelle des porteurs d'actions ordinaires ou jusqu'à ce que leur successeur soit dûment élu ou nommé, à moins que leur poste ne devienne vacant plus tôt conformément aux règlements administratifs.

En date des présentes, les dirigeants et administrateurs détenaient, en tant que groupe, directement ou indirectement, 14 503 687 actions ordinaires, représentant 13 % des actions ordinaires émises et en circulation, ou exerçaient un contrôle ou une emprise sur celles-ci.

MM. Lavergne, McLean, Tiberio et Devlin consacrent tout leur temps et leur attention aux activités et aux affaires de Storm. Les autres administrateurs de Storm consacrent leur temps et leur attention aux affaires de Storm au besoin uniquement. Le profil des administrateurs et dirigeants de Storm ainsi que les précisions sur leur occupation principale au cours des cinq dernières années en date du 31 mars 2015 figurent ci-après.

Stuart G. Clark, président du conseil et administrateur

M. Clark est administrateur et président du conseil de Storm depuis le 8 juin 2010. M. Clark a également été administrateur de SEO de juin 2004 au 17 août 2010. M. Clark est également administrateur et président du conseil de Rock Energy Inc. depuis janvier 2004 et administrateur de Chinook Energy Inc. depuis juin 2009. M. Clark a aussi été administrateur de Bellamont de novembre 2009 à mars 2012. M. Clark est aussi administrateur d'un certain nombre de sociétés fermées. Il est un homme d'affaire à la retraite et est titulaire d'un baccalauréat en commerce (avec spécialisation) de l'Université du Manitoba.

Brian Lavergne, président, chef de la direction et administrateur

M. Lavergne est président, chef de la direction et administrateur de Storm depuis le 8 juin 2010. Auparavant, il a été président, chef de la direction et administrateur de SEO de juin 2004 au 17 août 2010. M. Lavergne est titulaire d'un baccalauréat en sciences en génie mécanique de l'Université de l'Alberta.

Donald G. McLean, chef des finances

M. McLean est chef des finances de Storm depuis le 8 juin 2010. Auparavant, il a été vice-président, Finances et chef des finances de SEO de juin 2004 au 17 août 2010. Il est membre de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta.

Robert S. Tiberio, chef de l'exploitation

M. Tiberio est chef de l'exploitation de Storm depuis le 18 août 2010. Auparavant, il a été chef de l'exploitation de SEO de juin 2004 au 17 août 2010.

John J. Devlin, vice-président, Finances

M. Devlin a été nommé vice-président, Finances de Storm le 3 mars 2011. Auparavant, il a été contrôleur de Storm du 18 août 2010 au 3 mars 2011. M. Devlin a été contrôleur de SEO de janvier 2005 au 17 août 2010.

Gregory G. Turnbull, c.r., administrateur

M. Turnbull est associé principal de McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l., cabinet auquel il est entré en service en juillet 2002. M. Turnbull a été administrateur de SEO. Il est actuellement administrateur de Crescent Point Energy Corp., de Marquee Energy Ltd. et d'Oyster Oil & Gas Ltd., qui sont toutes des entités ouvertes inscrites au New York Stock Exchange, à la Bourse de Toronto ou à la TSXV. En outre, M. Turnbull est actuellement administrateur d'un certain nombre de sociétés fermées.

Matthew J. Brister, administrateur

M. Brister est président du conseil de Chinook Energy Inc. et en a été le président et chef de la direction jusqu'au 31 décembre 2013. M. Brister a été administrateur de SEO de mai 2008 au 17 août 2010. M. Brister est titulaire d'un baccalauréat en sciences en géologie de l'Université de Calgary.

John A. Brussa, administrateur

M. Brussa est vice-président du conseil et associé de Burnet, Duckworth & Palmer LLP, cabinet d'avocats qui se spécialise dans le secteur de l'énergie, et il est chef du service fiscal. Il siège au conseil d'un certain nombre de sociétés ouvertes et fermées dans les secteurs de l'énergie, des services énergétiques, des finances et du marketing. M. Brussa a été administrateur de SEO.

P. Grant Wierzba, administrateur

M. Wierzba est administrateur de Chinook Energy Inc. et en a été le vice-président, Exploitation jusqu'au 31 décembre 2013. Il a été administrateur de SEO. M. Wierzba est titulaire d'un baccalauréat en sciences en ingénierie de l'Université de l'Alberta.

Mark A. Butler, administrateur

M. Butler est expert-conseil en affaires et a été administrateur de SEO. M. Butler est l'ancien chef de la direction de WestPac LNG Corporation, société fermée en démarrage qui exerce ses activités dans le secteur du développement des installations de LGN en Colombie-Britannique. Il est titulaire d'un baccalauréat en droit de l'Université de la Saskatchewan, d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université de Calgary et titulaire de l'accréditation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés.

James K. Wilson, administrateur

M. Wilson est administrateur de Storm depuis le 8 juin 2010. Auparavant, il a été administrateur de SEO de février 2010 au 17 août 2010. Il est depuis février 2013 directeur général de Walwil Resources Ltd., société d'experts-conseils dans le domaine du pétrole et du gaz, et il a également exercé ces fonctions d'octobre 2010 à mai 2011. De mai 2011 à février 2013, M. Wilson a été chef des finances de Mako Hydrocarbons Ltd., petite société pétrolière et gazière ouverte. De septembre 2004 à octobre 2010, il a été vice-président, Finances et chef des finances de Grizzly Resources Ltd. Il est membre de l'Institut des administrateurs de sociétés, de Dirigeants financiers internationaux du Canada et de l'Institute of Chartered

Accountants of Alberta. M. Wilson est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université de Calgary, est comptable agréé et titulaire de l'accréditation IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés.

Interdiction d'opérations sur valeurs ou faillite d'une société

À la connaissance de la direction de la société, sauf comme il est indiqué ci-après, aucun administrateur ou dirigeant de la société ni aucun actionnaire détenant un nombre suffisant de titres de la société pour exercer une influence notable sur le contrôle de la société n'est ni n'a été, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, administrateur ou dirigeant d'un autre émetteur qui :

- a) pendant que la personne exerçait cette fonction a fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance qui refuse à l'autre émetteur le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières canadienne, pendant plus de 30 jours consécutifs; ou
- b) pendant que la personne exerçait cette fonction a, après la cessation des fonctions de cette personne, fait l'objet d'une interdiction d'opérations, d'une ordonnance assimilable à une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance qui refuse à la société pertinente le droit de se prévaloir d'une dispense prévue par la législation en valeurs mobilières, pendant une période de 30 jours consécutifs; ou
- c) pendant que la personne exerçait cette fonction a, au cours de l'année suivant la cessation de ses fonctions, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a été poursuivi par ses créanciers, conclu un concordat ou un compromis avec eux, intenté des poursuites contre eux, ou un séquestre, un séquestre-gérant ou syndic de faillite a été nommé pour détenir ses biens.

M. Gregory G. Turnbull, administrateur de la société, a été administrateur d'Action Energy Inc., société exerçant des activités d'exploration, de mise en valeur et de production de pétrole et de gaz dans l'ouest du Canada. Le 28 octobre 2009, Action Energy Inc. a été mise sous séquestre par son principal créancier, et M. Turnbull a démissionné de son poste d'administrateur immédiatement par la suite. En outre, M. Turnbull a été administrateur de Sonde Ressources Corp., société énergétique mondiale diversifiée établie au Canada qui a demandé la protection de la loi sur la faillite le 2 février 2015. M. Turnbull avait auparavant démissionné de son poste d'administrateur le 27 mars 2014. M. Turnbull a démissionné de son poste d'administrateur de Porto Energy Corp. le 30 mai 2014 après la décision des administrateurs et de la direction de Porto Energy Corp. de cesser les activités de Porto Energy Corp. en raison d'un manque de capitaux. Porto Energy Corp. a par la suite fait l'objet d'une ordonnance d'interdiction d'opérations pour avoir omis de déposer de l'information périodique (dépôts de documents financiers intermédiaires) et ces interdictions d'opérations demeurent en vigueur.

M. John A. Brussa, administrateur de la société, est un ancien administrateur de Calmena Energy Services Inc., société ouverte de services pour les champs de pétrole, qui a été mise sous séquestre le 20 janvier 2015. M. Brussa avait auparavant démissionné de son poste d'administrateur le 30 juin 2014.

Amendes ou sanctions

À la connaissance de la société, aucun administrateur ni dirigeant ni aucun actionnaire détenant suffisamment de titres de la société pour influencer de façon importante sur le contrôle de la société ne se sont vus imposer :

- a) soit des amendes ou des sanctions imposées par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières canadienne ou par une autorité en valeurs mobilières canadienne ni n'ont conclu un règlement amiable avec celle-ci;

- b) soit tout autre amende ou sanction imposée 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.

Faillites personnelles

À la connaissance de la direction de la société, aucun administrateur ou dirigeant, ni aucun actionnaire détenant suffisamment de titres pour influencer de façon importante sur le contrôle de la société, ni aucune société de portefeuille personnelle de l'une de ces personnes n'a, au cours des dix années précédant la date de la présente notice annuelle, fait faillite, fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a 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, ou fait l'objet de la nomination d'un séquestre, d'un séquestre-gérant ou d'un syndic de faillite pour détenir les biens de l'administrateur ou du membre de la haute direction.

Conflits d'intérêts

Il peut arriver que des membres du conseil d'administration soient administrateurs ou dirigeants de sociétés qui sont en concurrence avec les intérêts de Storm. Rien ne garantit que les occasions repérées par ces membres du conseil dans le cadre de leur lien avec une autre société seront communiquées à Storm. Aux termes de l'ABCA, les administrateurs qui ont un intérêt dans une opération proposée sur laquelle le conseil d'administration doit voter sont tenus de divulguer leur intérêt et de s'abstenir de voter sur l'opération en question.

M. John A. Brussa, administrateur de la société, est vice-président du conseil et associé de Burnet, Duckworth & Palmer LLP, cabinet d'avocats qui offre des services juridiques à Storm. Le conseil d'administration ne croit pas que les activités entreprises par M. Brussa ou par Burnet, Duckworth & Palmer LLP compromettent, ou pourraient être perçues comme compromettant, de manière importante sa capacité d'agir au mieux des intérêts de Storm.

M. Gregory G. Turnbull, administrateur de la société, est associé de McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l., cabinet d'avocats qui offre des services juridiques à Storm. Le conseil d'administration ne croit pas que les activités entreprises par M. Turnbull ou par McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l., compromettent, ou pourraient être perçues comme compromettant, de manière importante sa capacité à agir au mieux des intérêts de Storm.

Poursuites et application de la loi

Il n'y a aucune poursuite en cours ou imminente qui est considérée comme importante pour la société à laquelle la société est partie ou qui met en cause ses biens.

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2014, 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

Aucun administrateur ou dirigeants de Storm ni aucune personne qui, directement ou indirectement, a la propriété véritable de plus de 10 % des titres de toute catégorie de Storm ou exerce une emprise sur de tels titres ni aucune personne qui a des liens avec ces personnes ou qui sont membres de son groupe n'a

d'intérêt, direct ou indirect dans toute opération ou opération proposée qui a eu ou dont on pourrait raisonnablement penser qu'elle aura une incidence importante sur Storm.

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

Données relatives aux réserves

Les réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel de Storm ont été évaluées dans le rapport d'InSite. Les prix futurs prévisionnels d'InSite au 31 décembre 2014 ont été utilisés afin de déterminer toutes les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs. Les tableaux ci-après présentent un sommaire des réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel de Storm ainsi que la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables à ces réserves selon l'évaluation faite dans le rapport d'InSite d'après les hypothèses de prix et coûts prévisionnels et constants. Les tableaux résumés les données que contient le rapport d'InSite et, par conséquent, les chiffres qui y sont présentés peuvent être légèrement différents de ceux indiqués dans le rapport d'InSite du fait qu'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 indiqué.

La valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves de la société est indiquée sans provision pour les frais d'intérêt et les frais généraux et administratifs, mais tient compte des redevances estimatives, des frais de transport, des coûts opérationnels, des frais de développement, des dépenses en immobilisations futures ainsi que des coûts d'abandon de puits uniquement pour les puits auxquels des réserves ont été attribuées par InSite. La valeur actualisée nette est indiquée avant et après déduction des charges d'impôts futurs. Il ne faudra pas supposer que la valeur non actualisée ou actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves de la société estimées par InSite représente la juste valeur marchande de ces réserves. D'autres hypothèses et réserves relatives aux coûts, au prix de la production future et à d'autres questions sont résumées aux présentes. Les estimations relatives à la récupération et aux réserves en ce qui concerne les réserves de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel de Storm sont uniquement des estimations et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles peuvent être supérieures ou inférieures aux estimations indiquées aux présentes.

Le rapport d'InSite se fonde sur certaines données factuelles fournies par la société et sur l'opinion des pratiques raisonnables dans l'industrie d'InSite, y compris les exigences du Règlement 51-101. Le degré de propriété et ses caractéristiques ainsi que les données factuelles se rapportant aux propriétés pétrolières et aux contrats de la société (sauf certains renseignements qui sont du domaine public ou par ailleurs connus d'InSite) ont été fournis par la société à InSite et InSite les a acceptés sans autre recherche. InSite a accepté ces données dans la forme où elles ont été présentées et aucune recherche de titres ni inspection sur place n'a été effectuée.

Données relatives aux réserves — Prix et coûts prévisionnels

Tableau récapitulatif des réserves de pétrole et de gaz

	Réserves brutes				Réserves nettes			
	Pétrole brut léger (Kb)	Gaz destiné à la vente (Mpi ³)	Liquides de gaz naturel (Kb)	Équivalent de pétrole 6 :1 (Kbep)	Pétrole brut léger (Kb)	Gaz destiné à la vente (Mpi ³)	Liquides de gaz naturel (Kb)	Équivalent de pétrole 6 :1 (Kbep)
Prouvées								
Développées exploitées	940	62 696	2 098	13 487	802	47 697	1 678	10 429
Développées inexploitées	—	10 676	373	2 153	—	8 170	309	1 671
Non développées	300	222 301	6 560	43 911	253	170 473	5 420	34 085
Prouvées totales	1 240	295 673	9 032	59 551	1 055	226 341	7 407	46 185
Probables	846	144 778	3 498	28 473	726	109 825	2 833	21 863
Prouvées et probables totales	2 086	440 452	12 530	88 024	1 780	336 166	10 240	68 048

Les chiffres ayant été arrondis dans ce tableau, leur somme peut ne pas être exacte.

Efficacité du programme d'immobilisations moyennant des frais de découverte et de développement et des coûts d'acquisition globaux

D'après l'évaluation des réserves de pétrole et de gaz naturel de la société établie par l'évaluateur de réserves indépendant, InSite, l'efficacité des programmes d'immobilisations est résumée dans le tableau qui suit :

	2014	2013	2012
	(\$/bep)	(\$/bep)	(\$/bep)
Frais de découverte et de développement et coûts d'acquisition – prouvés			
Exploration et développement ¹⁾	9,68	15,86	13,77
Acquisitions (déduction faite des aliénations)	157,62	(17,47)	26,88
Total	11,68	13,19	21,85
Frais de découverte et de développement et coûts d'acquisition – prouvés et probables			
Exploration et développement ¹⁾	7,99	12,91	11,48
Acquisitions (déduction faite des aliénations)	129,91	(14,69)	18,26
Total	9,64	9,79	16,26
Rentrées nettes opérationnelles par bep ²⁾	21,19	20,43	21,22
Taux de récupération d'après les rentrées nettes opérationnelles ²⁾			
Prouvées et probables	2,2	2,1	1,3

Nota :

- 1) Le total des frais d'exploration et des coûts de développement engagés au cours du dernier exercice financier et le changement au cours de cet exercice des frais de développement futurs estimatifs ne fera pas état des frais de découverte et de développement totaux relativement aux ajouts aux réserves au cours de cet exercice.
- 2) Le taux de récupération est calculé en divisant les rentrées nettes opérationnelles par les frais de découverte et de développement et les coûts d'acquisition (prouvées et probables en incluant les dépenses en immobilisations futures consacrées au développement). Les rentrées nettes opérationnelles sont calculées en tant que revenu (en excluant les gains et pertes de couverture réalisés et subis) déduction faite des redevances, des coûts opérationnels et des frais de transport.

Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs des réserves de pétrole et de gaz

	Avant impôts sur le revenu et actualisé à					Valeur unitaire estimée au
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	moyen des réserves nettes
	(K \$)	(K \$)	(K \$)	(K \$)	(K \$)	Actualisation à 10 %/an
						(\$/bep)
Prouvées						
Développées exploitées	301 021	239 533	199 069	170 841	150 201	19,09
Développées inexploitées	48 474	38 290	31 796	27 351	24 134	19,03
Non développées	694 842	421 652	262 392	163 942	100 157	7,70
Prouvées totales	1 044 338	699 476	493 257	362 133	274 492	10,68
Probables	629 545	332 499	190 573	115 724	73 005	8,72
Prouvées et probables totales	1 673 883	1 031 974	683 829	477 858	347 497	10,05

Les chiffres ayant été arrondis dans ce tableau, leur somme peut ne pas être exacte.

	Après impôts sur le revenu et actualisée à				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
	(K \$)	(K \$)	(K \$)	(K \$)	(K \$)
Prouvées					
Développées exploitées	301 021	239 533	199 069	170 841	150 201
Développées inexploitées	48 474	38 290	31 796	27 351	24 134
Non développées	531 153	318 100	193 246	115 727	65 343
Prouvées totales	880 649	595 923	424 111	313 919	239 677
Probables	473 166	246 451	138 292	81 451	49 208
Prouvées et probables totales	1 353 814	842 374	562 403	395 370	288 885

Les chiffres ayant été arrondis dans ce tableau, leur somme peut ne pas être exacte.

Information supplémentaire concernant les produits des activités ordinaires nets futurs — (sans actualisation)

Catégorie des réserves	Produit (K \$)	Redevances (K \$)	Coûts opérationnels (K \$)	Frais de développement (K \$)	Frais d'abandon et de remise en état (K \$)	Produit des activités ordinaires nets futurs avant déduction des charges d'impôt	Impôt sur le revenu	Produit des activités ordinaires nets futurs après déduction des charges d'impôt
						(K \$)	(K \$)	(K \$)
Prouvées totales	2 541 514	421 633	622 439	447 717	5 388	1 044 338	163 689	880 649
Prouvées et probables totales	3 925 193	661 260	976 294	606 555	7 200	1 673 883	320 069	1 353 814

Produit des activités ordinaires nets futurs par groupe de production (déduction faite des redevances, des frais d'exploitation et des dépenses en immobilisations futures consacrées au développement)

		Produit des activités ordinaires nets futurs avant déduction des charges d'impôt	Valeur unitaire estimée au moyen des réserves nettes
		(Actualisation à 10 %) (K \$)	(\$)
Prouvées	Pétrole brut léger et moyen	27 697	26,26/b
	Gaz naturel	465 560	1,72/Kpi ³
	Total	493 257	–
Prouvées et probables	Pétrole brut léger et moyen	40 615	22,81/b
	Gaz naturel	643 214	1,62/Kpi ³
	Total	683 829	–

Les produits des activités ordinaires nets futurs ne comprennent pas les gaz dissous, mais comprennent la valeur des liquides de gaz naturel. Les valeurs unitaires indiquées ci-dessus ne tiennent pas compte des redevances, des coûts opérationnels et des dépenses en immobilisations futures consacrées au développement.

Hypothèses de prix – prix et coûts prévisionnels

InSite, dans son estimation des données relatives aux réserves à l'aide de prix et coûts prévisionnels (avant déduction des frais de transport), s'est fondée sur les hypothèses de prix, de taux de change et de taux d'inflation suivants en date du 31 décembre 2014.

Année	Gaz naturel		Pétrole brut		Liquides de gaz naturel			Taux de change CA/US (\$ US/\$ CA)
	Henry Hub (\$ US/MBTU)	AECO Comptant (\$ CA/MBTU)	WTI Cushing (\$ US/b)	Prix de référence EDM (\$ CA/b)	Butane (\$ CA/b)	Propane (\$ CA/b)	Taux d'inflation (%/an)	
2015	3,50	3,58	65,00	68,58	48,01	34,29	0 %	0,86
2016	4,00	4,15	75,00	80,07	56,05	40,03	2 %	0,86
2017	4,25	4,43	80,00	85,74	60,02	42,87	2 %	0,86
2018	4,50	4,71	85,00	91,41	63,99	45,70	2 %	0,86
2019	4,75	4,99	90,00	97,07	67,95	48,54	2 %	0,86
2020	5,00	5,27	95,00	102,74	71,92	51,37	2 %	0,86
2021	5,25	5,55	96,90	104,79	73,35	52,40	2 %	0,86
2022	5,36	5,67	98,84	106,89	74,82	53,44	2 %	0,86
2023	5,46	5,78	100,81	109,02	76,32	54,51	2 %	0,86
2024	5,57	5,89	102,83	111,21	77,84	55,60	2 %	0,86
2025	5,68	6,01	104,89	113,43	79,40	56,71	2 %	0,86

Par la suite plus 2 % par année

	Prix réel en 2014 et prix prévisionnels d'InSite Prix du pétrole à la tête de puits de Storm (\$ CA/b)	Prix réel en 2014 et prix prévisionnels d'InSite Prix du gaz à la tête de puits de Storm (\$ CA/Kpi ³)	Prix réel en 2014 et prix prévisionnels d'InSite Prix des LGN à la tête de puits de Storm (\$ CA/b)
2014 réel ¹⁾	88,10	4,58	69,90
2015 ²⁾	59,16	3,87	63,66
2016 ²⁾	69,74	4,54	74,48
2017 ²⁾	74,90	4,86	78,10
2018 ²⁾	80,57	5,22	82,89
2019 ²⁾	86,32	5,50	88,90

Nota :

- 1) Le prix réel à la tête de puits en 2014 exclut les gains/pertes de couverture et est présenté déduction faite des frais de transport.
- 2) Les prix prévisionnels d'InSite sont présentés déduction faite des frais de transport.

Le prix historique moyen pondéré réalisé par Storm pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014 s'est établi à 88,10 \$/b pour le pétrole brut, 69,90 \$/b pour les LGN et 4,58 \$/Kpi³ pour le gaz naturel.

Rapprochement des variations des réserves et des produits des activités ordinaires brutes futures

Le tableau qui suit présente le rapprochement des réserves brutes de Storm en fonction des coûts et prix prévisionnels par principal type de produit :

Facteurs	Pétrole brut léger et moyen			Gaz associé et non associé			LGN		
	Prouvé brut (Kb)	Brut probable (Kb)	Brut prouvé et probable (Kb)	Prouvé brut (Mpi ³)	Brut probable (Mpi ³)	Brut prouvé et probable (Mpi ³)	Prouvé brut (Kb)	Brut probable (Kb)	Brut prouvé et probable (Kb)
31 décembre 2013	1 432,2	869,7	2 292,9	98 599,9	99 176,6	197 776,5	2 907,4	2 377,8	5 285,2
Découvertes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensions et récupération améliorée	-	-	-	194 958,9	31 998,0	226 956,9	6 214,0	961,4	7 175,4
Révisions techniques	(35,4)	(23,9)	(59,3)	11 359,1	13 004,4	24 363,5	211,4	140,0	351,4
Acquisitions	-	-	-	2 825,1	599,2	3 424,3	87,6	18,6	106,2
Cessions	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Production	(147,8)	-	(147,8)	(12 069,6)	-	(12 069,6)	(388,4)	-	(388,4)
31 décembre 2014	1 240,0	845,8	2 085,8	295 673,4	144 778,2	440 451,6	9 032,0	3 497,8	12 529,8

Les chiffres ayant été arrondis dans ce tableau, leur somme peut ne pas être exacte.

Information supplémentaire concernant les données relatives aux réserves

L'analyse qui suit décrit de manière générale la façon dont la société attribue les réserves non développées prouvées et probables ainsi que les plans de la société pour le développement de ces réserves non développées.

Réserves prouvées et probables non développées

Les réserves non développées prouvées sont généralement les réserves qu'on estime avec une certitude élevée et qu'on pourra récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessitera des dépenses considérables.

Le tableau qui suit indique, pour chaque type de produit, les volumes des réserves prouvées non développées brutes qui ont été attribuées au cours de chacun des trois derniers exercices financiers et, globalement, auparavant.

Exercice	Gaz naturel (Mpi ³)		Pétrole brut (Kb)		Liquides de gaz naturel (Kb)		Pétales lourds (Kb)	
	Attribution initiale	Cumul en fin d'exercice	Attribution initiale	Cumul en fin d'exercice	Attribution initiale	Cumul en fin d'exercice	Attribution initiale	Cumul en fin d'exercice
Auparavant	12 037,9	12 037,9	–	–	139,8	139,8	–	–
31 décembre 2012	27 029,7	39 067,6	300,0	300,0	937,4	1 077,2	–	–
31 décembre 2013	33 750,0	65 758,1	–	300,0	1 248,1	1 903,1	–	–
31 décembre 2014	130 476,7	222 301,2	–	300,0	4 068,2	6 560,5	–	–

Les réserves non développées probables sont les réserves pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées et qu'on devrait pouvoir récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessitera des dépenses considérables.

Le tableau qui suit indique, pour chaque type de produit, les volumes des réserves probables non développées qui ont été attribuées au cours de chacun des trois derniers exercices financiers et, globalement, auparavant.

Exercice	Gaz naturel (Mpi ³)		Pétrole brut (Kb)		Liquides de gaz naturel (Kb)		Pétales lourds (Kb)	
	Attribution initiale	Cumul en fin d'exercice	Attribution initiale	Cumul en fin d'exercice	Attribution initiale	Cumul en fin d'exercice	Attribution initiale	Cumul en fin d'exercice
Auparavant	21 129,00	30 438,50	–	–	284,30	345,50	–	–
31 décembre 2012	32 002,3	53 131,3	864,1	864,1	567,2	851,5	–	–
31 décembre 2013	33 210,0	78 297,4	–	642,3	1 228,2	1 836,1	–	–
31 décembre 2014	26 556,2	84 453,3	–	644,6	856,1	1 788,4	–	–

Les réserves prouvées et probables non développées sont établies par InSite en fonction des pratiques en matière d'ingénierie et de géologie acceptées telles qu'elles sont définies dans le Règlement 51-101. Ces pratiques comprennent la détermination de réserves selon des coefficients de contrôles commerciaux provenant soit de tests de production ou d'essais aux tiges, des extensions de gisements connus fondées sur des renseignements géologiques ou géophysiques, et l'optimisation des champs existants. La société concentre les investissements de capitaux en 2015 sur les zones de gaz naturel à forte teneur en LGN dans la région d'Umbach du nord-est de la Colombie-Britannique.

En règle générale, les réserves prouvées et probables non développées devraient être développées au cours des cinq prochaines années d'après les produits nets évalués au moyen des prix futurs prévisionnels d'InSite au 31 décembre 2014. Dans certains cas, le développement de ces réserves prendra plus de cinq ans. Un certain nombre de facteurs pourraient retarder ou annuler le développement, notamment les facteurs suivants : i) l'évolution de la conjoncture économique (en raison des fluctuations des prix, des coûts opérationnels et des dépenses en immobilisations); ii) de nouvelles conditions techniques (notamment des anomalies de production, comme une infiltration d'eau ou un épuisement accéléré); iii) des développements multizones (par exemple, la complétion d'une formation prometteuse peut être retardée jusqu'à ce que la complétion initiale ne soit plus rentable); iv) un programme de développement plus large pourrait devoir être échelonné sur plusieurs années pour optimiser l'affectation des capitaux et l'utilisation de l'installation; et v) des questions d'exploitation à ciel ouvert (notamment celles concernant les propriétaires fonciers, les conditions météorologiques et les approbations des autorités de réglementation). Il y a lieu de se reporter à la rubrique « *Facteurs de risque* » dans la présente notice annuelle pour obtenir de plus amples renseignements.

Incertitudes et facteurs significatifs touchant les données relatives aux réserves

Le processus d'estimation des réserves est complexe. Il nécessite des jugements et décisions importants fondés sur les données géologiques, géophysiques, techniques et économiques disponibles. Ces estimations

peuvent fluctuer considérablement à mesure que des données supplémentaires provenant des activités continues de développement et de rendement de la production deviennent disponibles et selon l'évolution des conditions économiques qui touchent les coûts et les prix du pétrole et du gaz. L'estimation des réserves contenues dans les présentes est fondée sur les prévisions de production, prix et conditions économiques actuels. Les réserves de la société sont évaluées par InSite, un évaluateur de réserves qualifié indépendant.

Les estimations des réserves changent à mesure que les circonstances changent et que des données supplémentaires deviennent disponibles. Les estimations faites sont examinées et révisées, à la hausse ou à la baisse, selon les nouveaux renseignements. Des révisions sont souvent nécessaires en raison des changements dans le rendement des puits, des prix, des conditions économiques et des restrictions gouvernementales.

Bien que tous les efforts raisonnables soient faits pour veiller à ce que les estimations des réserves soient exactes, une telle estimation est une science inférentielle. Par conséquent, les décisions subjectives, les changements technologiques, de nouveaux renseignements en matière de géologie ou de production et l'évolution du milieu d'exploitation ou de réglementation peuvent avoir une incidence sur les estimations. Les révisions des estimations des réserves peuvent résulter de changements dans les prix du pétrole et du gaz et du rendement des réservoirs. De telles révisions peuvent être soit positives, soit négatives.

Frais de développement futurs

Le tableau ci-dessous indique les frais de développement déduits dans l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs attribuables aux réserves prouvées et aux réserves prouvées et probables (d'après des prix et coûts prévisionnels uniquement).

	Prix et coûts prévisionnels	
	Prouvées (K \$)	Prouvées et probables (K \$)
2015	57 250	63 250
2016	75 154	89 678
2017	122 819	152 793
2018	129 637	153 461
2019	62 857	141 907
2020	—	5 465
Total – sans actualisation	447 717	606 555
Total – actualisation à 10 % par année	356 196	470 717

La société dispose généralement de quatre sources de financement pour son programme de dépenses en immobilisations : i) les flux de trésorerie provenant de l'exploitation générés à l'interne; ii) le financement bancaire lorsque l'actif de la société peut être utilisé à titre de garantie des emprunts bancaires; iii) l'émission de nouvelles actions; et iv) les aliénations d'actifs productifs, d'investissements et de terres non développées non essentiels. La société estime, en se fondant sur les prix futurs prévisionnels d'InSite au 31 décembre 2014, que ces sources sont suffisantes pour financer les frais de développement futurs présentés plus haut.

Les frais de développement futurs totalisent 447,7 millions de dollars en fonction des réserves prouvées totales et 606,6 millions de dollars en fonction des réserves prouvées et probables totales. La répartition de ces montants est donnée ci-après.

Réserves prouvées

Emplacements de forage – BRH	2,0 nets horizontaux	32,9 millions \$
Infrastructure – BRH		2,6 millions \$
Emplacements de forage – Umbach	59,0 nets horizontaux	348,7 millions \$
Infrastructure – Umbach		55,8 millions \$
Emplacements de forage – Grande Prairie	3,0 nets horizontaux à Grimshaw	7,7 millions \$
Total		447,7 millions \$

Réserves prouvées et probables

Emplacements de forage – BRH	5,0 nets horizontaux	82,4 millions \$
Infrastructure – BRH		3,1 millions \$
Emplacements de forage – Umbach	73,4 nets horizontaux	427,9 millions \$
Infrastructure – Umbach		55,8 millions \$
Emplacements de forage – Grande Prairie	5,0 nets horizontaux à Grimshaw; 5,0 nets horizontaux à GP Montney; et 1,0 net horizontal à GP Dunvegan	37,4 millions \$
Total		606,6 millions \$

En 2015, Storm prévoit forer six puits horizontaux bruts (6,0 nets) et conditionner 11 puits horizontaux (11,0 nets), tous dans la région d'Umbach du nord-est de la Colombie-Britannique.

La société prévoit financer la totalité de son programme d'immobilisations de 2015 au moyen des flux de trésorerie générés à l'interne et de dettes. Des fluctuations trimestrielles des sources de financement sont prévues.

Terrains de pétrole et de gaz

Un résumé de l'exploitation et des principales zones d'exploitation, des terrains et des activités de Storm figure ci-après :

Umbach, nord-est de la Colombie-Britannique

Au 31 décembre 2014, les biens fonciers de Storm à Umbach comprenaient des droits sur Montney totalisant 167 sections brutes ou 142 sections nettes (102 674 acres nets). En 2014, la production s'est établie en moyenne à 5 548 bep/j (18 % de LGN). Environ 98 % de l'investissement en capitaux de 194,6 millions de dollars de Storm en 2014 a été fait à Umbach, dont une tranche de 87,9 millions de dollars pour faire l'acquisition d'une participation directe exclusive dans 29 sections de terrains. Deux zones de projets ont été repérées, la zone Umbach North comprenant 33 sections nettes de terrains possédés en copropriété dont la participation directe moyenne de Storm est d'environ 60 %, et la zone Umbach South, y compris la zone Nig, comprenant 109 sections nettes de terrains avec une participation directe exclusive.

En 2014, 16 puits horizontaux (16,0 nets) dans la formation de Montney et un puits de délimitation vertical (1,0 net) dans la formation de Montney ont été forés, 13 puits horizontaux (12,6 nets) ont été conditionnés et dix puits horizontaux (9,6 nets) ont été mis en production. En 2015, Storm prévoit forer six puits horizontaux (6,0 nets), conditionner 11 puits horizontaux (11,0 nets) et prévoit mettre en production un total de 14 puits horizontaux (14,0 nets) au cours de l'année.

Storm exploite deux installations de compression sur place, avec une participation directe exclusive dans chacune, qui ont une capacité totale de 18 Mpi³ par jour et de 27 Mpi³ par jour, respectivement. En 2015, des travaux sont en cours pour augmenter la capacité à la deuxième installation pour la faire passer de 27 Mpi³ par jour à 55 Mpi³ par jour. En outre, la société prévoit construire en 2015 un pipeline de 15 km pour raccorder la première installation à l'usine à gaz de Stoddart.

Région de Grande Prairie, nord-ouest de l'Alberta

La production dans cette région provient des terrains acquis par suite de l'opération conclue avec Bellamont dont la clôture a eu lieu au premier trimestre de 2012. La production en 2014 s'est établie en moyenne à 1 094 bep/j avec environ 37 % de pétrole brut. La société a investi très peu de capital dans ce terrain en 2014 et prévoit une activité minimale pour 2015. Les fonds provenant de cette zone continueront d'être réinvestis afin d'accroître la production à Umbach.

Bassin de la rivière Horn, nord-est de la Colombie-Britannique

Par l'entremise d'une société devancière, Storm a commencé à acquérir des terrains non développés dans le BRH en 2008 en partenariat avec SGR (40 % à Storm, 60 % à SGR). Au 31 décembre 2014, Storm détenait une participation directe exclusive dans 123 sections du BRH (78 214 acres nets) à des fins de prospection du gaz naturel provenant des formations de schiste de Muskwa, Otter Park et Evie/Klua. La production du quatrième trimestre de 2014 s'est établie en moyenne à 307 bep/j (100 % de gaz naturel). La production provient d'un puits horizontal au moyen de 12 stimulations par fracturation, la production cumulative étant de 4,7 Gpi³ de gaz non traité brut depuis la mise en production en mars 2011. La productivité a été prouvée dans une zone totalisant 30 sections (participation directe exclusive) grâce à ce puits horizontal productif et à deux puits verticaux qui ont été conditionnés, avec un taux d'essai final de 900 Kpi³ par jour pendant les dernières 24 heures de chaque essai d'écoulement. Les droits relatifs aux terrains dans la zone de 30 sections ont été maintenus tout au long du forage et n'expirent pas. Les droits relatifs aux 93 autres sections expirent sur une période de plusieurs années à compter de 2020.

Une évaluation des ressources effectuée par InSite en date du 31 décembre 2011 estime que la meilleure estimation de pétrole en place à l'origine découvert dans la zone productrice essentielle est de 3,1 Bpi³ de gaz non traité brut, et la meilleure estimation des ressources éventuelles est de 616 Gpi³. La zone évaluée comprend 30 sections avec une participation directe exclusive et représente 22 % du total des avoirs en terrains de Storm dans le BRH.

Jusqu'à ce qu'il y ait un signe évident d'augmentation importante et durable des prix du gaz naturel, Storm ne prévoit aucune activité supplémentaire dans cette zone.

Puits de pétrole et de gaz

Le tableau ci-après résume la participation, au 31 décembre 2014, de la société dans des puits exploités et inexploités.

	Puits exploités				Puits inexploités			
	Pétrole		Gaz naturel		Pétrole		Gaz naturel	
	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net
Alberta	22,0	20,5	8,0	7,1	24,0	13,8	51,0	25,2
Colombie-Britannique	–	–	26,0	22,4	–	–	29,0	29,3
Total	22,0	20,5	34,0	29,5	24,0	13,8	80,0	54,5

Terrains sans réserves attribuées

Le tableau qui suit présente sommairement le nombre d'acres bruts et nets des propriétés non prouvées dans lesquelles la société a une participation au 31 décembre 2014 ainsi qu'un nombre d'acres nets à l'égard desquels les droits d'exploration, de développement ou d'exploitation de la société expireront dans un délai d'un an si d'autres mesures ne sont pas prises, au 31 décembre 2014.

	Acres bruts	Acres nets	Acres nets expirant d'ici un an
Horn River Basin – C.-B.	80 648	78 214	852
Umbach Montney – C.-B.	123 948	102 674	-
Grande Prairie – Alb.	37 651	31 951	1 600
Autres zones	132 287	89 256	1 579
Total	374 534	302 095	2 452

Nota :

- 1) Dans ce tableau, « brut » s'entend du nombre total d'acres dans lesquels la société détient une participation.
- 2) Dans ce tableau, « net » s'entend de la somme des intérêts économiques directs en pourcentage de Storm dans les acres bruts.

Le rythme de développement de ces terrains non prouvés est subordonné aux contraintes du budget annuel et est touché par de nombreux facteurs, notamment les résultats des travaux d'exploration et de développement de Storm et de tiers dans la région, les contraintes de capacité de l'infrastructure et la vision que se fait Storm des prix du gaz naturel et du pétrole à court et à long termes. Storm n'a pas d'engagements importants relatifs à des travaux sur ces terrains sans réserves attribuées.

Contrats à terme

Storm est exposée aux risques du marché découlant des fluctuations des prix des marchandises, des cours du change et des taux d'intérêt dans le cours normal des opérations. Storm peut utiliser divers instruments dérivés pour réduire son exposition aux fluctuations des prix des marchandises et des cours du change. Le tableau qui suit fait état des contrats à terme de Storm au 31 décembre 2014 :

	Pétrole brut WTI		Gaz naturel AECO	
	Volume	Prix moyen (\$ CA/b)	Volume	Prix moyen (\$ CA/GJ)
Prix fixe				
T1 – 2015	600 b/j	101,06 \$	2 000 GJ/j	3,62 \$
T2 – 2015	600 b/j	98,34 \$	21 667 GJ/j	3,33 \$
T3 – 2015	400 b/j	94,61 \$	30 000 GJ/j	3,33 \$
T4 – 2015			30 000 GJ/j	3,47 \$
Fourchettes		Moyenne (\$ CA/b)		Moyenne (\$ CA/GJ)
T1 – 2015			28 000 GJ/j	3,62 \$ - 4,41 \$

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

Les coûts d'abandon et de remise en état sont estimés en fonction des règlements actuels, des coûts réels engagés à ce jour, de la technologie et des normes de l'industrie. Les coûts liés à l'abandon d'environ 58,0 puits (55,1 nets) totalisant 2,2 millions de dollars nets (non actualisés) sont inclus dans l'estimation des produits des activités ordinaires nets futurs pour les catégories des réserves prouvées développées. La valeur actualisée de ces coûts s'établit à 0,9 million de dollars, à un taux d'actualisation de 10 %. Les coûts d'abandon et de remise en état relatifs aux emplacements de forage non développés futurs ne sont pas encore inclus. Ce montant ne comprend pas les frais d'abandon et de remise en état des puits sans réserves attribuées et ne figurant pas dans le rapport d'InSite. Comme il est indiqué dans les états financiers consolidés audités de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014, la somme non actualisée totale requise pour régler les obligations de retrait d'actifs futurs de la société, y compris la restauration environnementale pour ses terrains pétroliers et gaziers, y compris tous les puits de réserves et dépourvus de réserves, ainsi que pour l'ensemble des installations et des systèmes de collecte, est évaluée à 37,3 millions

de dollars. En se fondant sur le rapport d'InSite, les coûts d'abandon de puits nets de Storm au cours des trois prochaines années devraient s'établir à 0,1 million de dollars.

Horizon fiscal

Au 31 décembre 2014, la société avait des comptes de ressources et des pertes d'exploitation d'environ 397,0 millions de dollars pouvant être déduits du revenu imposable futur. Ces comptes existants et les nouveaux comptes provenant du programme d'immobilisations de 2014 et par la suite de la société signifient que la société ne prévoit pas payer d'impôt sur le revenu pendant plusieurs années. Cependant, l'Agence de revenu du Canada peut effectuer des vérifications et établir de nouvelles cotisations, même plusieurs années plus tard, à l'égard de la mesure des pertes, des comptes fiscaux et de leur disponibilité.

Frais engagés

Le tableau ci-après présente sommairement les coûts d'acquisition des terrains, les frais d'exploration et les frais de développement de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014.

Investissement en capitaux (en K\$)				
Coûts (en K\$)	Coût d'acquisition des terrains		Frais d'exploration	Frais de développement
	Terrains prouvés	Terrains non prouvés		
	9 021	80 693	21	104 820

Activités d'exploration et de développement

Le tableau qui suit présente sommairement les puits d'exploration et de développement bruts et nets auxquels la société a participé au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2014.

	Puits de développement		Puits d'exploration		Total des puits	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Puits de pétrole	—	—	—	—	—	—
Puits de gaz naturel	17,0	17,0	—	—	17,0	17,0
Puits de service	—	—	—	—	—	—
Puits d'essais stratigraphiques	—	—	—	—	—	—
Puits secs	—	—	—	—	—	—
Total	17,0	17,0	—	—	17,0	17,0

Pendant le reste de 2015, la société se concentrera davantage sur le développement de la région d'Umbach du nord-est de la Colombie-Britannique, elle augmentera notamment la capacité à une des installations de compression sur place exploitées à 100 % par la société à la fin de mars 2015. Sous réserve de la disponibilité de capitaux, Storm compte forer un total de six puits horizontaux bruts (6,0 nets), conditionner et raccorder 11 puits horizontaux (11,0 nets) et prévoit commencer la production de 14 puits bruts (14,0 nets) au total au cours de l'exercice, tous situés dans la région d'Umbach.

Production estimative

Production par produit, brute

Les tableaux qui suivent indiquent, pour chaque type de produit, le volume total de production estimé par InSite pour 2015 en fonction des réserves de la société et de sa propriété au 31 décembre 2014.

2015	Pétrole brut (Kb)	LGN (Kb)	Gaz naturel (Mpi ³)	Bep/j
Prouvées				
BRH	-	-	539,2	246
Umbach	-	727,1	19 006,1	10 671
Grande Prairie	132,6	20,9	1 217,2	976
Prouvées totales	132,6	748,0	20 762,5	11 893
Prouvées et probables				
BRH	-	-	564,6	258
Umbach	-	746,6	19 360,8	10 886
Grande Prairie	134,9	21,5	1 255,9	1 002
Prouvées et probables totales	134,9	768,1	21 181,3	12 146

Production antérieure

Le tableau qui suit résume certains renseignements à l'égard de la production, des prix obtenus pour les produits, des redevances payées, des frais d'exploitation et des rentrées nettes en découlant pour les périodes indiquées ci-dessous :

	Trimestre terminé en 2014			
	T4 31 déc.	T3 30 sept.	T2 30 juin	T1 31 mars
Production quotidienne moyenne ¹⁾				
Pétrole (b/j)	385	394	449	391
Liquides (b/j)	1 605	1 154	762	725
Gaz (Kpi ³ /j)	49 094	33 674	25 506	23 711
Cumulée (bep/j)	10 173	7 160	5 462	5 068
Prix moyen obtenu ¹⁾³⁾				
Pétrole (\$/b)	68,01	90,31	99,27	93,08
Liquides (\$/b)	56,15	73,09	80,57	84,49
Gaz (\$/Kpi ³)	3,85	4,48	5,20	5,63
Cumulé (\$/bep)	29,99	37,80	43,66	45,62
Redevances versées				
Pétrole (\$/b)	16,81	22,79	26,43	18,97
Liquides (\$/b)	10,27	14,24	18,15	15,00
Gaz (\$/Kpi ³)	0,30	0,52	(0,01)	0,84
Cumulées (\$/bep)	3,69	5,99	4,64	7,56
Frais d'exploitation et de transport				
Pétrole (\$/b)	22,45	30,78	23,12	27,50
Liquides (\$/b)	4,62	3,18	2,78	2,85
Gaz (\$/Kpi ³)	1,81	1,91	1,92	2,15
Cumulés (\$/bep)	10,31	11,22	11,24	12,59
Rentrées nettes obtenues ²⁾				
Pétrole (\$/b)	28,75	36,74	49,72	46,61
Liquides (\$/b)	41,26	55,67	59,64	66,64
Gaz (\$/Kpi ³)	1,74	2,05	3,29	2,64
Cumulées (\$/bep)	15,99	20,59	27,78	25,47

Nota :

- 1) Avant déduction des redevances.
- 2) Les rentrées nettes sont calculées en soustrayant les redevances et les frais d'exploitation et de transport des produits des activités ordinaires.
- 3) Avant activités de couverture.

Le tableau qui suit présente les volumes de production respectifs du BRH, d'Umbach et de Grande Prairie pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014 :

	Pétrole brut (Kb)	LGN (Kb)	Gaz naturel (Mpi ³)
BRH	–	–	740
Umbach	–	365	9 961
Grande Prairie	148	23	1 369
Total	148	388	12 070

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

La société n'a pas déclaré ni payé de dividendes sur ses actions ordinaires depuis la conclusion du plan d'arrangement visant la société et certaines de ses sociétés devancières avec prise d'effet le 17 août 2010. Le conseil d'administration prendra la décision de verser des dividendes en fonction des bénéfices et des besoins financiers de la société ainsi que des autres conditions en vigueur à ce moment.

DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS

Le capital-actions autorisé de Storm se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang (les « **actions privilégiées de premier rang** »), pouvant être émises en séries. Au 31 mars 2015, au total, 111 321 978 actions ordinaires étaient émises et en circulation et aucune action privilégiée de premier rang n'était émise et en circulation.

Le texte qui suit est un sommaire des droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant aux actions ordinaires et aux actions privilégiées de premier rang.

Actions ordinaires

Storm est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires. Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit à une voix par action à l'assemblée des porteurs des actions ordinaires, à recevoir des dividendes lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration et à recevoir proportionnellement les biens et les actifs restants de Storm lors de sa dissolution ou de sa liquidation, sous réserve des droits des actions ayant priorité de rang par rapport aux actions ordinaires.

Actions privilégiées de premier rang

Storm est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, sans valeur nominale. Les actions privilégiées de premier rang ont priorité de rang par rapport aux actions ordinaires en cas de liquidation, ou de dissolution volontaire ou forcée de la société.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les actions ordinaires sont inscrites à la cote de la TSXV sous le symbole « SRX ». Le tableau qui suit présente la variation du cours de ces titres et le volume des opérations sur ceux-ci à la TSXV pour la période allant du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2014.

Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume
Janvier 2014	4,50	3,82	10 503 639
Février 2014	4,95	4,15	3 264 819
Mars 2014	4,90	4,36	3 617 337
Avril 2014	5,75	4,66	7 866 193
Mai 2014	5,75	4,72	5 041 655
Juin 2014	5,62	4,97	6 917 106
Juillet 2014	5,75	4,52	5 482 815
Août 2014	5,83	4,30	9 477 250
Septembre 2014	6,10	5,41	8 525 629

<u>Mois</u>	<u>Haut (\$)</u>	<u>Bas (\$)</u>	<u>Volume</u>
Octobre 2014	6,16	4,62	10 491 578
Novembre 2014	5,65	4,71	7 224 259
Décembre 2014	5,10	3,37	8 840 557

SITUATION DU SECTEUR

Le secteur du pétrole et du gaz naturel est assujéti à de nombreux contrôles et règlements qui régissent ses activités (y compris le régime foncier, l'exploration, le développement, la production, le raffinage, le transport et la commercialisation) imposés par des lois adoptées par divers paliers de gouvernement et se rapportant à l'établissement des prix et à l'imposition du pétrole et du gaz naturel conformément à des ententes intervenues entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, qui devraient être examinés attentivement par les investisseurs. À la connaissance des dirigeants, on ne s'attend pas à ce que ces contrôles ou règlements aient, sur les activités de la société, une incidence sensiblement différente de celle qu'elle pourrait avoir sur les autres sociétés de pétrole et de gaz de taille semblable. Toutes les lois actuellement en vigueur sont du domaine public et la société ne peut prédire quelle loi ou modification supplémentaire pourrait être adoptée. Certains des principaux aspects de la législation, des règlements et des conventions régissant le secteur du pétrole et du gaz sont décrits ci-après.

Établissement des prix et commercialisation — Pétrole et gaz naturel

Le prix du gaz naturel est fixé par voie de négociation entre les acheteurs et les vendeurs. Le gaz naturel qu'exporte le Canada est assujéti aux règlements établis par l'ONE et le gouvernement du Canada. Les exportateurs peuvent négocier les prix avec les acheteurs à la condition que les contrats d'exploitation continuent de respecter certains autres critères établis par l'ONE et le gouvernement du Canada. Les exportations de gaz naturel (sauf le propane, le butane et l'éthane) pour une durée de moins de deux ans ou une durée de deux à vingt ans (pour des quantités d'au plus 30 000 m³/j) doivent être effectuées aux termes d'une ordonnance de l'ONÉ. Les exportations de gaz naturel devant être faites aux termes d'un contrat de plus longue durée (jusqu'à concurrence de 25 ans) ou pour une plus grande quantité oblige les exportateurs à obtenir une licence d'exportation de l'ONE.

Les gouvernements de la Colombie-Britannique et de l'Alberta réglementent également le volume de gaz naturel qui peut être extrait de ces provinces à des fins de consommation ailleurs en fonction de facteurs comme la disponibilité des réserves, les accords de transport et les conditions du marché.

L'absence de capacité des pipelines continue de limiter la capacité de produire et de commercialiser la production de gaz naturel bien que des travaux d'expansion des pipelines soient en cours. En outre, la répartition proportionnelle de la capacité sur les réseaux de pipeline interprovinciaux continue de limiter les exportations de pétrole.

En outre, de nouvelles sources d'approvisionnement sont apparues au cours des dernières années alors que les gisements de gaz naturel qui étaient auparavant considérés comme étant inaccessibles, particulièrement ceux enfermés dans les schistes et d'autres formations étroites, au Canada et aux États-Unis, sont maintenant exploitées au moyen de nouvelles applications de forage et de fracturation. Les puits de gaz naturel fructueux de ces sources tendent à avoir comme caractéristiques des volumes de production initiale très élevés, qui diminuent rapidement. À partir de 2009, l'offre accrue de gaz naturel de ces sources, conjuguée à d'autres facteurs comme la demande industrielle et résidentielle réduite, ont fait en sorte que le prix du gaz naturel a baissé. On ne peut prévoir l'incidence sur l'approvisionnement en gaz naturel qu'aura la production de gaz de schiste et d'autres gaz de formation imperméable alors que ces dernières parviennent à maturité, mais la part du gaz de schiste à l'approvisionnement total aura vraisemblablement une influence continue et considérable sur l'établissement du prix du gaz naturel, au moins à court et à moyen terme.

De 2009 à 2015, les pays côtiers du Pacifique, particulièrement la Chine, le Japon et la Corée du Sud, par l'entremise de sociétés pétrolières souveraines ou de représentants d'utilisateurs finaux, ont manifesté un intérêt pour les projets d'infrastructures et les activités d'exploration et de développement au Canada ou ont

investi dans de tels projets ou activités, afin de garantir des sources d'approvisionnement à l'avenir. Ces projets d'infrastructure ont un long délai d'exécution mais, s'ils sont réalisés, ils pourraient faire en sorte que le Canada devienne un exportateur important de gaz naturel liquéfié sur la côte du Pacifique à titre de marché supplémentaire au marché américain ou marché remplaçant du marché américain. Cette situation peut entraîner en outre l'internationalisation des prix du gaz naturel à l'avenir.

Le prix du gaz naturel est également touché par les niveaux de stockage, les stocks étant élevés au cours des mois d'été et épuisés en hiver. Au cours des dernières années, les niveaux de stockage au début de la saison de retraite l'hiver ont été supérieurs aux moyennes historiques. Il se peut que cette situation ne se reproduise pas en 2015.

Les producteurs de pétrole ont le droit de négocier des contrats de vente directement avec les acheteurs, de sorte que le prix du pétrole est déterminé par le marché. Ce prix dépend en partie de la qualité du pétrole, du prix du pétrole des producteurs concurrents, de la distance par rapport au marché, de la valeur des produits raffinés et de l'équilibre entre l'offre et la demande. Les exportateurs de pétrole peuvent également conclure des contrats d'exportation dont la durée n'excède pas un an, dans le cas du pétrole brut léger, et deux ans, dans le cas du pétrole brut lourd, à la condition qu'une ordonnance approuvant cette opération ait été obtenue de l'ONE. Toute exportation de pétrole aux termes d'un contrat d'une durée plus longue (jusqu'à concurrence de 25 ans) nécessite l'obtention d'un permis d'exportation de l'ONE, et la délivrance d'un tel permis nécessite l'approbation du gouverneur en conseil et une audience publique.

L'Accord de libre-échange nord-américain

L'Accord de libre-échange nord-américain (l'« **ALENA** ») conclu entre les gouvernements du Canada, des États-Unis et du Mexique est entré en vigueur le 1^{er} janvier 1994. L'ALENA reprend la plupart des modalités importantes ayant trait aux ressources énergétiques qui figurent dans l'Accord de libre-échange conclu entre le Canada et les États-Unis. Le Canada demeure libre de déterminer si les exportations de ressources énergétiques aux États-Unis ou au Mexique seront permises, à la condition que les restrictions à l'importation n'aient pas pour effet : i) de diminuer la proportion des ressources énergétiques exportées par rapport à la consommation intérieure (calculée d'après la proportion de la période de 36 mois la plus récente); ii) d'imposer un prix à l'exportation supérieur au prix intérieur; ni 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.

L'ALENA prévoit la réduction des mesures de restriction du commerce imposées par le Mexique dans le secteur de l'énergie et interdit l'imposition de restrictions frontalières et de taxes à l'exportation discriminatoires. L'Accord prévoit également que les organismes de réglementation devront recevoir des directives plus claires qui feront en sorte que les changements d'ordre réglementaires seront mis en application de façon plus équitable et réduiront au minimum toute perturbation des ententes contractuelles, ce qui est important pour les exportateurs canadiens de gaz naturel.

Redevances et mesures incitatives provinciales

Outre les règlements fédéraux, chaque province a 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 des redevances influe considérablement sur la rentabilité de la production de pétrole brut, de liquides de gaz naturel, de soufre et de gaz naturel. Les redevances à payer sur la production tirée de terrains n'appartenant pas à la Couronne sont fixées par voie de négociations entre le propriétaire minier et le locataire, bien que la production provenant de ces terrains soit assujettie à certaines taxes et redevances provinciales. Les redevances à la Couronne sont fixées par règlement gouvernemental et correspondent habituellement à un pourcentage de la valeur de la production brute. Le taux des redevances exigibles repose généralement en partie sur la productivité des puits, l'emplacement géographique, la date à laquelle le gisement a été découvert et le type ou la qualité du produit pétrolier.

Les gouvernements des provinces de l'Ouest canadien créent à l'occasion des programmes incitatifs destinés à favoriser l'exploration et le développement. Ces programmes offrent souvent des réductions ou des

exonérations temporaires de redevances et des crédits et sont généralement implantés lorsque le prix des marchandises est bas. Ils sont destinés à stimuler les activités d'exploration et de développement en améliorant le bénéfice à court terme et les flux de trésorerie au sein du secteur.

Colombie-Britannique

Les producteurs de pétrole et de gaz naturel de Colombie-Britannique doivent verser un loyer annuel à l'égard des concessions et des redevances de la Couronne et payer des impôts sur la production à l'égard du pétrole et du gaz produits sur les terres de la Couronne et en propriété franche. Le montant de la redevance payable sur le pétrole dépend du type de pétrole, de sa valeur, de la quantité de pétrole produite au cours d'un mois et de l'année de la découverte du gisement, que l'on établit généralement en déterminant si le pétrole provient d'un gisement découvert avant le 31 octobre 1975 (ancien pétrole), entre le 31 octobre 1975 et le 1^{er} juin 1998 (nouveau pétrole) ou après le 1^{er} juin 1998 (pétrole de troisième niveau). Les taux de redevances sont calculés en trois étapes, qui tiennent compte de l'année de la découverte du pétrole, du fait que le pétrole produit a déjà été vendu ou non et de la valeur des exonérations de redevances (puits exonérés). Le pétrole produit à partir de gisements de découverte récente peut faire l'objet d'une exonération de redevances pendant les 36 premiers mois de production si la production ne dépasse pas l'une ou l'autre des quantités suivantes : i) la production mensuelle admissible multipliée par 36, ou ii) 11 450 m³ produits. Les redevances à l'égard du pétrole de troisième niveau sont les plus faibles, ce qui tient compte des frais d'exploration et d'extraction plus élevés que les producteurs devraient engager.

La redevance payable sur le gaz naturel est calculée selon une échelle mobile fondée sur un prix de référence, qui correspond au prix obtenu par le producteur ou au prix minimal prescrit, selon le plus élevé des deux. Toutefois, lorsque le prix de référence est inférieur au prix prescrit (paramètre utilisé dans la formule du taux de redevances), le taux de redevances est fixe. À titre d'incitation à la production et à la commercialisation du gaz naturel, qui pourrait par ailleurs avoir été brûlé à la torche, le gaz naturel conservé et produit en association avec du pétrole fait l'objet d'une redevance inférieure à celle qui est payable sur le gaz non associé.

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

- le programme de crédits de redevances applicable aux puits profonds (*Deep Well Royalty Credit Program*) s'applique aux puits de gaz naturel horizontaux et verticaux mais non aux puits de gaz qui font partie d'un projet de méthane de gisements houillers. Le crédit disponible pour un puits dépend de la profondeur verticale de l'intervalle d'achèvement pour les puits verticaux et de la profondeur verticale plus la longueur horizontale pour les puits horizontaux. Le premier niveau vise les puits horizontaux moins profonds dont la date de début du forage tombe après le 1^{er} avril 2014 lorsque la profondeur verticale de la conduite latérale horizontale est moins profonde que 1 900 m et le crédit va d'un minimum de 0,44 million de dollars à un maximum de 2,81 millions de dollars. Le taux de redevances minimum pour les puits horizontaux du premier niveau est de 6 %. Le deuxième niveau vise les puits verticaux d'un intervalle d'achèvement plus profond que 2 500 m et les puits horizontaux d'une profondeur verticale supérieure à 1 900 m, la valeur du crédit variant selon l'emplacement du puits (si le puits se trouve à l'« est » ou à l'« ouest ») et la concentration de sulfure d'hydrogène dans le gaz produit à partir du puits (si le puits produit du gaz « non corrosif » ou « corrosif »). Le taux de redevance minimum pour les puits du deuxième niveau est de 3 %;
- le programme de crédits de redevances applicable aux puits de rentrée profonds (*Deep Re-Entry Royalty Credit Program*) prévoit des crédits de redevances relativement aux puits de rentrée d'une profondeur verticale absolue supérieure à 2 300 m qui augmente avec la distance supplémentaire forée. Un puits peut être admissible tant aux crédits applicables aux puits profonds qu'aux crédits applicables aux puits de rentrée profonds;

- le programme de crédits de redevances relatif à la découverte de gaz profond (*Deep Discovery Royalty Credit Program*) prévoit une vacance de redevances sur trois ans ou sur 283 000 000 m³, selon le montant le moins élevé, à l'égard des puits de découverte de gaz profond d'une profondeur verticale absolue supérieure à 4 000 m dont les emplacements de surface se trouvent à au moins 20 km de l'emplacement de surface de quelque puits que ce soit qui aurait été foré sur un gisement reconnu de la même formation;
- le programme de réduction et de crédits de redevances applicable au gaz de houille (*Coalbed Gas Royalty Reduction and Credit Program*) prévoit une réduction de redevances à l'égard des puits de gaz de houille dont la production quotidienne moyenne est inférieure à 17 000 m³ ainsi qu'un crédit de redevances de 50 000 \$ à l'égard de certains puits de gaz de houille forés sur les terres de la Couronne et un crédit d'impôt de 30 000 \$ à l'égard des puits forés sur les terres en propriété franche;
- le programme de réduction de redevances applicable aux puits marginaux (*Marginal Royalty Reduction Program*) prévoit une réduction de redevances à l'égard des puits de gaz naturel de faible productivité, dont la date de début du forage tombe après le 31 mai 1998, dont la production mensuelle moyenne est inférieure à 25 000 m³ par jour et la production quotidienne moyenne au cours des 12 premiers mois civils est inférieure à 23 m³ par mètre de profondeur du puits; et
- le programme de redevances applicable aux puits ultra-marginaux (*Ultra-Marginal Royalty Program*) vise à accroître le développement des puits de gaz naturel peu profonds (jusqu'à 2 500 m) qui ont de faibles taux de production. Les critères d'admissibilité ont été mis à jour en mars 2014 et les puits horizontaux dont la date de début du forage tombe après le 1^{er} avril 2014 ne sont pas admissibles à ce programme. Les puits dont la date de début du forage tombe au plus tard le 31 mars 2014 sont admissibles si le puits vertical a une profondeur de moins de 2 500 m ou si un puits horizontal a une profondeur verticale de moins de 2 300 m. Si la production quotidienne moyenne au cours d'un mois est inférieure à 60 000 m³ (2 127 Kpi³), le taux de redevances pour le puits est réduit d'après la profondeur verticale et le nouveau classement du puits (« puits sauvages d'exploration », « puits sauvages d'extension » ou « puits de développement »).

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

Le gouvernement de la Colombie-Britannique maintient aussi un programme de crédits de redevances pour infrastructures (*Infrastructure Royalty Credit Program*) (le « **programme de crédits de redevances pour infrastructures** »), qui prévoit des crédits de redevances pouvant atteindre 50 % du coût de certains projets de construction routière et d'infrastructures pipelinières approuvés destinés à améliorer, ou à rendre possible, l'accès à des zones pétrolières et gazières nouvelles et sous-développées. En 2014, le gouvernement de la Colombie-Britannique a consenti 120 millions de dollars de crédits de redevances aux sociétés pétrolières et gazières aux termes de ce programme.

Alberta

En Alberta, les taux de redevances de la Couronne sur le pétrole et le gaz naturel classiques fluctuent en fonction de la date de forage du puits, de sa profondeur, de son volume de production et du prix du pétrole et du gaz naturel. Le 25 octobre 2007, le gouvernement de la province d'Alberta a instauré un régime de redevances révisé qui a pris effet le 1^{er} janvier 2009 et qui vise les puits de pétrole et de gaz naturel classiques nouveaux et existants en Alberta (le « **nouveau régime de redevances** »). De nouveaux règlements, y compris les règlements intitulés *Petroleum Royalty Regulation, 2009* et *Natural Gas Royalty Regulation, 2009*, sont maintenant en vigueur en Alberta et mettent en œuvre les changements annoncés au titre des redevances conformément à la loi intitulée *Mines and Minerals Act*. Aux termes du nouveau régime

de redevances, le taux de redevances en Alberta est fixé pour chaque puits en fonction d'une échelle mobile qui tient compte à la fois du prix des marchandises et des volumes de production du puits. La redevance maximum à l'égard du gaz naturel payable aux termes du régime de redevances est fixée à 36 %. En plus de la redevance mensuelle, les producteurs de pétrole et de gaz naturel provenant des terres de la Couronne en Alberta doivent également payer un loyer annuel qui s'établit à l'heure actuelle au taux de 3,50 \$ l'hectare.

À la fin de novembre 2008, le gouvernement de la province d'Alberta a annoncé un programme de redevances transitoire quinquennal facultatif qui s'applique aux nouveaux puits de pétrole et de gaz naturel classiques forés par battage à compter du 19 novembre 2008 à des profondeurs mesurées entre 1 000 et 3 500 mètres. Pour chaque puits admissible, la société peut faire un choix non récurrent d'exploiter le puits aux termes soit du programme de redevances transitoire, soit des nouveaux taux de redevances. Les formules de redevances transitoires s'appliquaient uniquement à la production effectuée du 1^{er} janvier 2009 au 31 décembre 2013. À compter du 1^{er} janvier 2014, la totalité de la production visée par le programme transitoire est tombée sous le coup du nouveau régime de redevances.

Le 3 mars 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un programme incitatif en trois points visant à stimuler une nouvelle activité économique continue en Alberta qui comprenait un crédit de redevances pour forage de nouveaux puits de pétrole et de gaz naturel classiques ainsi qu'un programme incitatif de redevances applicable aux nouveaux puits. Aux termes du programme de crédits de redevances pour le forage, un crédit de redevances de 200 \$ par mètre a été accordé relativement aux nouveaux puits de pétrole et de gaz naturel classiques forés entre le 1^{er} avril 2009 et le 31 mars 2011, sous réserve de certains montants maximums. Les crédits maximum pouvant être accordés ont été établis en fonction du taux de production d'une société en 2008 et de ses activités de forage entre le 1^{er} avril 2009 et le 31 mars 2011. Le programme incitatif applicable aux nouveaux puits s'applique à certains puits de pétrole et de gaz naturel classiques qui sont entrés en production après le 1^{er} avril 2009 et prévoit un taux de redevances maximum de 5 % pour les douze premiers mois de production, jusqu'à concurrence d'un volume maximal comprenant tous les produits équivalant à 7 949 m³ pour les puits de pétrole et équivalant à 14 100 m³ pour les puits de gaz.

Le 27 mai 2010, le gouvernement de l'Alberta a annoncé des changements au nouveau régime de redevances, qui sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2011 (le « **régime de redevances de l'Alberta** »). Les changements comprennent la transformation du programme de forage en profondeur du gaz naturel (*Natural Gas Deep Drilling Program*), qui ajuste les redevances à l'égard des puits de gaz profonds, en une initiative permanente aux termes du régime de redevances de l'Alberta. Les puits admissibles aux termes du programme de forage en profondeur du gaz naturel comprennent les puits de gaz naturel dont les ratios gaz/pétrole sont supérieurs à 1 800 :1 dont la date de début du forage ou d'approfondissement tombe à compter du 1^{er} mai 2010 et dont la profondeur verticale absolue est supérieure à 2 000 m. Un programme visant les ressources et technologies émergentes (*Emerging Resources and Technologies Initiative*) a aussi été créé pour encourager de nouveaux travaux d'exploration et de développement visant des ressources à coûts plus élevés et posant de plus grandes difficultés techniques, comme le gaz de schiste, les filons houillers et les puits de pétrole et de gaz horizontaux. Plus particulièrement, aux termes du programme visant les ressources et technologies émergentes : a) les puits de méthane de houille recevront un taux de redevances maximal de 5 % pendant une période de 36 mois de production sur une production pouvant atteindre 750 Mpi³, avec effet rétroactif pour les puits ayant commencé la production à compter du 1^{er} mai 2010; b) les puits de gaz de schiste recevront un taux de redevances maximal de 5 % pendant une période de 36 mois de production, sans limite quant aux volumes de production, avec effet rétroactif pour les puits ayant commencé la production à compter du 1^{er} mai 2010; c) les puits de gaz horizontaux recevront un taux de redevances maximal de 5 % pendant une période de 18 mois de production sur une production pouvant atteindre 500 Mpi³, avec effet rétroactif pour les puits dont le forage a commencé à compter du 1^{er} mai 2010; et d) les puits de pétrole horizontaux et les puits de sables bitumineux horizontaux non liés à des projets recevront un taux de redevances maximal de 5 %, les limites relatives aux volumes et aux mois de production étant établies selon la profondeur du puits (y compris la distance horizontale), avec effet rétroactif pour les puits dont le forage a commencé à compter du 1^{er} mai 2010.

En plus des redevances négociées payables au propriétaire franc de terrains miniers, les producteurs de pétrole et de gaz naturel provenant de terrains en propriété franche situés en Alberta sont tenus de payer des taxes minières de propriétaire franc. La taxe minière de propriétaire franc est une taxe imposée par le

gouvernement de l'Alberta sur la valeur de la production de pétrole et de gaz naturel tirée des terres n'appartenant pas à la Couronne et qui est prévue dans la loi intitulée *Freehold Mineral Rights Tax Act* (Alberta). La taxe minière de propriétaire franc est une taxe annuelle sur la production d'une année civile en fonction d'une formule d'imposition qui tient compte, notamment, du volume de production, du nombre d'heures de production, de la valeur de chaque unité de production, du taux d'imposition et du pourcentage de participation des propriétaires dans le titre. La formule de base pour la cotisation de la taxe minière de propriétaire franc correspond au produit d'exploitation, déduction faite des frais attribuables, soit les produits d'exploitation nets divisés par la production à la tête du puits, soit la valeur en fonction de l'unité de production. Si les payeurs ne souhaitent pas déposer des valeurs unitaires individuelles, la Couronne attribue un prix par défaut. En moyenne, la taxe prélevée correspond à 4 % des produits d'exploitation déclarés provenant des terrains miniers détenus en propriété inconditionnelle.

Régime foncier

Le pétrole brut et le gaz naturel se trouvant dans les provinces de l'Ouest appartiennent surtout aux gouvernements respectifs de ces provinces. Ces derniers accordent des droits d'exploration et de production relatifs au pétrole et au gaz naturel aux termes de concessions, de licences et de permis d'une durée variable de deux ans et plus, selon les conditions énoncées dans les lois provinciales, notamment l'obligation d'effectuer certains travaux ou de faire certains paiements. Le pétrole et le gaz naturel se trouvant dans ces provinces peuvent aussi appartenir à des membres du secteur privé et les droits d'exploration et de production s'y rapportant sont accordés aux termes de concessions selon des modalités pouvant être négociées.

Les provinces d'Alberta et de la Colombie-Britannique ont adopté des lois prévoyant la réversion à la Couronne des droits miniers visant les formations géologiques profondes et non productives à la fin de la durée initiale d'une concession ou d'une licence.

En Alberta, le nouveau régime de redevances comprenait une politique de « réversion des droits sur le gaz peu profond » (*shallow rights reversion*) qui prévoit la réversion à la Couronne des droits miniers sur les formations géologiques peu profondes et non productives aux termes de toutes les concessions et licences. Pour ce qui est des concessions et des licences octroyées après le 1^{er} janvier 2009, la réversion des droits sur le gaz peu profond s'appliquera à la fin de la durée initiale de la concession ou de la licence. Les détenteurs de concessions ou les titulaires des licences qui ont été prolongées indéfiniment avant le 1^{er} janvier 2009 recevront un avis de la réversion des droits sur le gaz peu profond, qui sera mise en œuvre trois ans après la date de l'avis en question. L'ordre dans lequel ces conventions feront l'objet de l'avis de réversion dépendra de l'année de la découverte et de l'emplacement du gisement, les concessions et les licences plus anciennes en faisant l'objet en premier. Les concessions et les licences qui ont été octroyées avant le 1^{er} janvier 2009, mais qui ont été prolongées après cette date ne feront pas l'objet de la réversion des droits sur le gaz peu profond jusqu'à ce qu'elles soient parvenues à la fin de leur durée initiale et prolongées (moment à partir duquel elles deviendront assujetties à la réversion des droits sur le gaz profond); par la suite, les détenteurs de ces conventions se verront signifier un avis de réversion des droits sur le gaz peu profond en fonction de l'année de la découverte et de l'emplacement du gisement similaire à celui visant les concessions et licences qui avaient déjà été prolongées en date du 1^{er} janvier 2009. En 2013, Alberta Energy a suspendu pour une durée indéterminée la signification d'avis de réversion des droits sur le gaz peu profond pour les concessions et les licences octroyées avant le 1^{er} janvier 2009. Alberta Energy a indiqué qu'elle aviserait les participants du secteur si elle décidait à l'avenir de signifier des avis de réversion des droits sur le gaz peu profond supplémentaires.

Exigences en matière de protection de l'environnement

Toutes les phases d'activité du secteur du pétrole et du gaz naturel présentent des risques environnementaux et sont assujetties à une réglementation environnementale aux termes de lois et règlements nationaux, provinciaux et municipaux et éventuellement aux termes de conventions internationales en constante évolution. Les lois environnementales prévoient notamment des restrictions et des interdictions relatives aux déversements, aux rejets, aux décharges et aux émissions de diverses substances produites relativement aux activités pétrolières et gazières, à la production de l'habitat et de la baisse minimum des activités

pétrolières et gazières dans les plans d'eau douce. En vertu de ces lois, les puits et les installations doivent en outre être exploités, entretenus, abandonnés et remis en état de façon satisfaisante pour les autorités de réglementation compétentes. Le respect de ces lois peut exiger des dépenses importantes et une violation de ces lois peut entraîner l'imposition d'amendes, de pénalités et de sanctions, dont certaines peuvent être importantes ou avoir une incidence importante sur les activités de la société. Certaines lois en matière de protection de l'environnement peuvent imposer une responsabilité stricte à la société dans le cas de déversements ou de rejets accidentels provenant d'une installation titulaire d'un permis, ce qui signifie que la faute n'a pas à être prouvée par les demandeurs touchés par ces déversements ou rejets. En outre, au fur et à mesure que la législation en matière de protection de l'environnement au Canada évolue, l'emploi de pénalités administratives au moyen de l'imposition d'amendes pour avoir commis des infractions environnementales sur une base de responsabilité absolue a augmenté.

Les lois environnementales évoluent d'une manière qui a entraîné et qui devrait continuer à entraîner des normes et une application plus strictes, des amendes plus élevées et des responsabilités et des sanctions plus importantes ainsi qu'une augmentation éventuelle des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation. Pour limiter sa responsabilité éventuelle en matière d'environnement, la société, en plus de mettre en œuvre des politiques et des procédures visant à prévenir un déversement ou rejet accidentel, souscrit une assurance conforme aux normes de l'industrie.

Le rejet de pétrole, de gaz naturel et d'autres polluants dans l'air, le sol ou l'eau peut entraîner une responsabilité envers des tiers et faire en sorte que la société doive engager des frais pour remédier à ce rejet s'ils ne sont pas couverts par l'assurance de la société. Bien que la société souscrive une assurance respectant les normes de l'industrie, qui couvre en partie les responsabilités liées aux rejets, il n'est pas certain que cette assurance couvrira tous les événements environnementaux possibles, prévisibles ou autres, ou que les changements apportés aux exigences de réglementation ou encore la nouvelle jurisprudence ne rende pas cette assurance moins avantageuse. De plus, la société prévoit engager des frais de conformité supplémentaires futurs compte tenu des exigences en matière de protection de l'environnement de plus en plus complexes, pouvant exiger l'installation de dispositifs de surveillance et de l'usure des émissions, ainsi que la vérification et la divulgation des données relatives aux émissions.

La législation en matière d'environnement de la province d'Alberta est, pour la majeure partie, prévue dans les lois intitulées *Environmental Protection and Enhancement Act* (l'« **EPEA** ») et la *Oil and Gas Conservation Act* (l'« **OGCA** »). L'EPEA et l'OGCA imposent des normes environnementales strictes à l'égard des rejets d'effluents et des émissions, prévoit des obligations rigoureuses en matière de conformité, de présentation de l'information et de surveillance et impose des pénalités importantes en cas de non-conformité. L'Alberta Energy Regulator (l'« **AER** »), qui a été investie le 29 mars 2014 des fonctions et des responsabilités en matière d'énergie de l'Alberta Environment and Sustainable Resource Development dans les domaines de l'environnement et de l'eau en vertu de l'EPEA, administre et met en œuvre l'OGCA et les dispositions spécifiques de l'EPEA à l'égard des activités visant les ressources énergétiques.

En Colombie-Britannique, les projets énergétiques peuvent faire l'objet d'un examen aux termes des dispositions de la loi intitulée *Environmental Assessment Act* (Colombie-Britannique) qui regroupe les anciens processus d'examen d'importants projets énergétiques en un seul processus d'évaluation environnementale auquel participe le public. D'autres mesures de gestion et de protection environnementales, notamment des mesures correctives, sont régies par la loi intitulée *Oil and Gas Activities Act* (Colombie-Britannique) et par la loi intitulée *Environmental Management Act* (Colombie-Britannique).

L'industrie du pétrole et du gaz est assujettie à des règlements en matière de protection de l'environnement qui comprennent des restrictions et des interdictions relatives aux émissions de diverses substances produites relativement aux activités pétrolières et gazières. En vertu de ces lois, les puits et les installations doivent en outre être abandonnés et remis en état de façon satisfaisante pour les autorités provinciales. Le respect de ces lois peut exiger des dépenses importantes et une violation de ces exigences peut entraîner la suspension ou la révocation des licences et autorisations nécessaires, une responsabilité civile quant aux dommages liés à la pollution et l'imposition d'amendes et de pénalités rigoureuses.

Au 31 décembre 2014, la société était propriétaire d'environ 160 puits bruts et de 118,3 puits nets à l'égard desquels des coûts d'abandon et de remise en état devraient être engagés. Comme il est indiqué dans les états financiers consolidés audités de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014, le montant total non actualisé nécessaire pour régler les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations futures, y compris les mesures environnementales correctrices, est estimé à 37,3 millions de dollars. La société estime les coûts d'abandon et de remise en état en tenant compte des coûts liés à la mise hors service, à l'abandon et à la remise en état, rajustés selon la participation directe de la société et dûment actualisés. Ces coûts sont attribués séparément aux actifs et mis ensemble pour établir la responsabilité totale et ils ne sont pas réduits par les valeurs de récupération.

La société estime qu'elle respecte à tous égards importants les lois environnementales des territoires dans lesquels elle fait affaire à l'heure actuelle. La société fait tout ce qui est raisonnable pour continuer à respecter à tous égards importants les lois en matière de protection de l'environnement. La société est par ailleurs d'avis qu'il est raisonnable de croire que la tendance vers des normes plus strictes dans les lois et règlements environnementaux se poursuivra. La société est déterminée à s'acquitter de ses responsabilités en matière de protection de l'environnement partout où elle exerce ses activités et prendra les mesures nécessaires pour veiller à respecter les lois environnementales.

La société prévoit une hausse des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation en raison des lois de plus en plus sévères en matière de protection de l'environnement. Cependant, rien ne garantit que les lois environnementales n'entraîneront pas une réduction de la production, une augmentation importante des coûts de production ou des activités de développement ou d'exploration ni n'auront pas par ailleurs une incidence défavorable sur la situation financière, les dépenses en immobilisations, les résultats d'exploitation, la position concurrentielle ou les perspectives de la société.

Programmes de notation de la gestion du passif

Alberta

En Alberta, l'AER administre le programme de notation du passif des titulaires de permis intitulé *Licensee Liability Rating Program* (le « **programme LLR** »). Le programme LLR est un programme de gestion du passif qui régit la plupart des puits, des installations et des pipelines pétroliers et gaziers en amont classiques. L'OGCA crée un fonds orphelin (le « **fonds orphelin** ») visant à payer les frais d'interruption, d'abandon, de restauration et de remise en état d'un puits, d'une installation ou d'un pipeline inclus dans le programme LLR en cas de liquidation du titulaire de permis ou du propriétaire de participations directes. Le fonds orphelin est capitalisé par les titulaires de permis inscrits au programme LLR au moyen d'une cotisation administrée par l'AER. Le programme LLR vise à atténuer le risque que le passif non capitalisé des titulaires de permis fait peser sur le fonds orphelin et à éviter que les contribuables de l'Alberta assument les frais d'interruption, d'abandon, de restauration et de remise en état des puits, des installations ou des pipelines. Aux termes du programme LLR, le titulaire de permis dont le passif réputé dépasse son actif réputé doit fournir un dépôt de garantie à l'AER. Le ratio du passif réputé par rapport à l'actif réputé est évalué une fois par mois et le titulaire de permis qui omet de fournir le dépôt de garantie requis est passible de l'introduction de mesures coercitives de l'AER.

Le 1^{er} mai 2013, l'AER a commencé à mettre en application un programme de changement sur trois ans au programme LLR. Certains des grands changements qui seront mis en œuvre au moyen de ce processus de trois ans comprennent : a) une augmentation de 25 % des frais de remise en état moyens prescrits pour chaque puits ou installation (ce qui augmentera le passif réputé d'un titulaire de permis); b) une augmentation de 7 000 \$ des paramètres relatifs aux frais d'abandon d'installations pour chaque puits équivalent (ce qui augmentera le passif réputé d'un titulaire de permis); c) une diminution des rentrées nettes moyennes sectorielles qui passent d'une moyenne sur cinq ans à une moyenne sur trois ans (ce qui aura une incidence sur le calcul de l'actif réputé d'un titulaire de permis, une moyenne sur trois ans étant plus sensible aux variations de prix qu'une moyenne sur cinq ans); et d) une modification du facteur de récupération et de valeur actualisée, passant de 0,75 pour les puits en exploitation et de 0,50 pour les installations en exploitation à 1,0 pour l'ensemble des installations en exploitation (ce qui augmentera le passif réputé d'un titulaire de permis).

Les modifications seront mises en application sur une période de trois ans se terminant en mai 2015. La première phase a été mise en application en mai 2013, la deuxième phase a été mise en application en mai 2014 et la dernière phase sera mise en application en mai 2015. Les changements apportés au programme LLR sont devenus nécessaires en raison de la sous-estimation marquée du passif environnemental des titulaires de permis dans le cadre de l'ancien régime.

De plus, le 4 juillet 2014, l'AER a instauré un programme de conformité des puits inactifs (le « **PCPI** ») visant à résoudre les problèmes du nombre croissant de puits inactifs en Alberta et à accroître les mesures de surveillance et de conformité de l'AER en vertu de la directive 013 : Exigences d'interruption des puits (*Directive 013: Suspension Requirements for Wells*) (la « **directive 013** »). Le PCPI s'applique à tous les puits inactifs qui ne sont pas conformes à la directive 013 au 1^{er} avril 2015. L'objectif visé est de rendre conformes aux exigences de la directive 013 tous les puits inactifs non conformes dans le cadre du PCPI dans un délai de cinq ans. Au 1^{er} avril 2015, chaque titulaire de permis sera tenu de veiller chaque année à ce que 20 % de ses puits inactifs deviennent conformes, soit en les réactivant, soit en les fermant temporairement conformément à la directive 013 ou en les abandonnant conformément à la Directive 020 : Abandon de puits (*Directive 020: Well Abandonment*).

Colombie-Britannique

En Colombie-Britannique, la BC Oil and Gas Commission administre un programme de notation de la gestion du passif semblable (le « **programme LMR** »), qui vise à rendre responsables les titulaires de permis des puits, des installations et des pipelines pétroliers et gaziers en amont des risques financiers liés à leurs activités. Mis à jour en février 2015, le programme LMR aide à fixer le montant des dépôts de garantie devant être versés par les titulaires de permis pour offrir une protection contre les titulaires de permis qui ne sont pas en mesure de respecter leurs obligations en matière d'abandon et de remise en état. Le programme LMR permet de repérer les titulaires de permis dont le passif excède l'actif (les titulaires d'un permis dont le ratio de l'actif réputé par rapport au passif réputé est inférieur à 1,0), et exige de ceux-ci de prendre des mesures pour limiter les risques financiers que représente l'écart du calcul. Le ratio du passif réputé par rapport à l'actif réputé est évalué une fois par mois et le titulaire de permis qui omet de fournir le dépôt de garantie requis est passible de l'introduction d'une mesure coercitive de la BC Oil and Gas Commission.

Règlements nationaux et internationaux sur les GES

Fédéral

Les activités d'exploration et installations de production de la société, comme celles de tous les autres producteurs, émettent du dioxyde de carbone, du méthane, de l'oxyde d'azote et d'autres gaz appelés « gaz à effet de serre » (« **GES** »).

Le Canada était signataire de la Convention-cadre des Nations-Unies sur les changements climatiques et a ratifié en décembre 2002 le protocole de Kyoto en vertu de cette convention. Aux termes du Protocole de Kyoto, le Canada était tenu de réduire ses émissions totales de GES à l'échelle nationale de 6 % sous les niveaux du Canada de 1990 au cours de la période de conformité de 2008 à 2012. Le 12 décembre 2011, le Canada s'est officiellement retiré du Protocole de Kyoto.

Le 26 avril 2007, le gouvernement du Canada a publié le plan « Prendre le virage : Un plan pour réduire les gaz à effet de serre et la pollution atmosphérique » (le « **plan d'action** »), qui prévoit la réglementation qui encadre les GES et la pollution atmosphérique. Le 10 mars 2008, il a publié une mise à jour du plan d'action intitulée « Prendre le virage : Cadre sur les émissions industrielles de GES » (le « **plan d'action mis à jour** »). Le plan d'action mis à jour présente les cibles d'intensité des émissions qui s'appliqueront aux secteurs réglementés à l'échelle des installations, du secteur ou de l'entreprise. Les cibles relatives aux installations s'appliquent aux secteurs des activités pétrolières et gazières en amont, des sables bitumineux, du raffinage du pétrole et des gazoducs. Sauf si un seuil minimal prévu par règlement s'applique, toutes les installations qui font partie d'un secteur réglementé seront assujetties aux cibles d'intensité des émissions.

Étant donné le grand nombre de petites installations que comptent les secteurs des activités pétrolières et gazières en amont et des gazoducs, les installations qui en font partie seront uniquement assujetties à des cibles d'intensité des émissions si elles atteignent certains seuils d'émission minimaux, soit i) 50 000 tonnes d'équivalent CO₂ par installation par année pour les gazoducs, ii) 3 000 tonnes d'équivalent CO₂ par installation par année pour les installations de pétrole et de gaz en amont, et iii) 10 000 bep/j par société. Ces seuils réglementaires sont considérablement inférieurs à ceux qui sont en vigueur en Alberta, dont il est question ci-après. Dans tous les autres secteurs régis par le plan d'action mis à jour, toutes les installations seront assujetties à la réglementation.

Du 7 au 18 décembre 2009, des représentants d'environ 170 pays se sont réunis à Copenhague, au Danemark, pour tenter de négocier un protocole remplaçant le Protocole de Kyoto. Aux termes de l'Accord de Copenhague en découlant, qui constitue un consensus politique non exécutoire plutôt qu'un traité international liant les pays signataires comme le Protocole de Kyoto, le gouvernement du Canada a révisé légèrement ses cibles de réduction des émissions pour s'efforcer d'atteindre d'ici 2020 une réduction de ses émissions de GES de 17 % par rapport aux niveaux de 2005. Le pouvoir du Canada d'atteindre ces cibles et la stratégie ou les stratégies de rechange du gouvernement quant aux changements climatiques et au contrôle des gaz à effet de serre suscitent de nombreux débats. Le retrait du Canada du Protocole de Kyoto en décembre 2011 fait naître d'autres incertitudes quant à l'orientation de la politique fédérale.

De plus, il demeure certaines incertitudes concernant les cibles de réduction des émissions à court et à long termes du Canada, notamment si ces cibles constitueront des cibles absolues ou fondées sur l'intensité. Le gouvernement du Canada évalue actuellement les options nationales et nord-américaines pour l'adoption d'un régime de réglementation de plafonnement et d'échange des droits d'émission de GES. Les propriétaires des installations au Canada attendent d'obtenir de plus amples renseignements concernant l'approche qu'adoptera le Canada à l'égard de la réglementation des émissions de GES. Des représentants du gouvernement du Canada ont indiqué que les propositions énoncées dans le plan d'action mis à jour seront modifiées afin de s'assurer que celles-ci soient conformes à la démarche qu'adopteront en définitive les États-Unis en matière de réglementation des émissions de GES. Par conséquent, il est impossible d'établir clairement si les propositions énoncées dans le plan d'action mis à jour seront mises en œuvre ou, si elles le sont, dans quelle mesure elles le seront.

Le 5 mars 2013, le gouvernement du Canada a annoncé que la réglementation environnementale qui vise à freiner les émissions de GES des secteurs pétrolier et gazier canadiens en est à son stade final. Toutefois, en date d'aujourd'hui, aucune réglementation n'a encore été annoncée. Bien que la nature de la réglementation des GES à l'échelle fédérale demeure inconnue pour le moment, la société prévoit que la réglementation des GES du gouvernement du Canada s'appliquera à ses activités à l'avenir au fur et à mesure que la production de la société commence à prendre de l'ampleur ce qui entraînera de l'investissement dans les installations. Par conséquent, des frais supplémentaires seront engagés pour respecter les exigences de réduction et assurer la surveillance, le mesurage, la vérification et les déclarations nécessaires des émissions de GES. Les mécanismes de conformité fédéraux envisagés comprennent les crédits compensatoires pour adoption anticipée, les crédits pour contribution au Fonds technologique fédéral, les crédits obtenus d'autres entités réglementées qui se sont améliorés au-delà des exigences prévues par la loi, les crédits compensatoires obtenus d'entités non réglementées qui ont réduit ou éliminé les GES; ou les crédits relatifs au mécanisme pour un développement propre à l'échelle internationale. Les installations de la société peuvent avoir recours à un certain nombre de stratégies afin de respecter les exigences fédérales, notamment l'échange de droits d'émission, la réduction interne ou les investissements dans un fonds technologique de recherche et de développement des technologies de réduction des GES.

Colombie-Britannique

Les émissions de GES de la société assujettissent directement la société au projet de législation régissant les émissions de GES en Colombie-Britannique. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a publié un plan énergétique en février 2007 (le « **plan énergétique** ») décrivant une stratégie environnementale provinciale visant à réduire les émissions de GES, qui fait la promotion des investissements dans la recherche et l'innovation, ainsi qu'un leadership mondial en matière de gestion environnementale durable. À cette fin, la société a mis en œuvre un fonds d'énergie propre innovateur (*Innovative Clean Energy Fund*), un nouveau

programme de redevances sur le bénéfice net (*Net Profit Royalty Program*), un programme de crédits de redevances pour infrastructures (*Infrastructure Royalty Credit Program*), ainsi qu'une taxe généralisée sur les émissions carboniques sur tous les combustibles fossiles consommés dans la province (y compris le gaz naturel brûlé à la torche à la tête de puits ou dans une installation de traitement). La taxe sur les émissions carboniques de la Colombie-Britannique s'établit actuellement à 30 \$/tonne d'équivalent CO₂. La taxe sur les émissions carboniques est sans incidence sur les produits puisque les produits découlant de la taxe sur les émissions carboniques financent les réductions des impôts personnels et professionnels par le gouvernement de la Colombie-Britannique. Le plan énergétique prévoit diverses autres initiatives dont l'élimination du brûlage à la torche aux puits producteurs et installations de traitement d'ici 2016, des mesures incitatives au développement de gaz de formation imperméable, de gaz de houille et d'autres ressources non classiques, la mise sur pied d'un registre pétrolier, un programme incitatif de transfert de technologies de pétrole et de gaz, et des mesures incitatives visant à augmenter la récupération dans les réserves existantes.

En 2008, le gouvernement de la Colombie-Britannique a présenté et adopté la loi intitulée *Greenhouse Gas Reduction (Cap and Trade) Act* (la « **Loi sur le plafonnement et l'échange** »), qui prévoit le cadre réglementaire pour la participation de la province au système de plafonnement et d'échange des droits d'émissions de GES proposé par le Western Climate Initiative (« **WCI** »). Le WCI, partenariat entre sept États américains et quatre provinces canadiennes dont la Colombie-Britannique, le Manitoba, le Québec et l'Ontario, a comme objectif de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 15 % en deçà des niveaux de 2005 d'ici 2020. Contrairement à la méthode de contrôle d'intensité des émissions adoptée par le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta, la Loi sur le plafonnement et l'échange (ainsi que le régime du WCI) fixera un plafond absolu sur les émissions de GES.

Des règlements en matière de déclaration sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2010 aux termes desquels toutes les installations de la Colombie-Britannique qui émettent plus de 10 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année doivent déclarer leurs émissions. Les installations qui déclarent des émissions supérieures à 25 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année doivent faire vérifier leurs rapports d'émission par un tiers. À l'heure actuelle, aucune des installations de la société n'est assujettie à ces règlements.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique est en train d'évaluer s'il donnera suite ou non à des projets visant à participer au système de plafonnement et d'échange des droits d'émission de GES régional du WCI. Des projets de règlements sur l'échange de droits d'émission et de règlement sur les compensations ont été déposés par le Climate Action Secretariat de la Colombie-Britannique, mais ils n'ont pas encore été finalisés. Aux termes des règlements, certaines installations seraient tenues de respecter les cibles fixées au moyen d'une combinaison de quotas d'émissions émis par le gouvernement de la Colombie-Britannique et de l'achat de compensations d'émissions générées au moyen d'activités entraînant une réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Alberta

Le 1^{er} juillet 2007, le règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* est entré en vigueur en vertu de la loi de l'Alberta intitulée *Climate Change and Emissions Management Amendment Act*, aux termes duquel les installations de l'Alberta qui émettent plus de 100 000 tonnes de GES par année sont tenues de réduire l'intensité de leurs émissions de GES de 12 % (par rapport aux niveaux moyens de 2003 à 2005). Si une installation n'est pas en mesure de réduire suffisamment ces émissions de GES pour atteindre la cible de réduction, elle pourra utiliser les mécanismes de conformité suivants : i) des crédits de rendement des émissions obtenus d'autres installations réglementées; ii) des compensations d'émissions obtenues d'installations ou de projets non réglementés qui réduisent ou suppriment les émissions des GES; ou iii) des crédits pour contribution au fonds de gestion des émissions et des changements climatiques (*Climate Change and Emissions Management Fund*). Les installations réglementées peuvent choisir toute combinaison de ces mécanismes de conformité pour atteindre leur cible. À l'heure actuelle, la société ne croit pas qu'elle est propriétaire d'installations assujetties à ce règlement de l'Alberta. Le gouvernement de l'Alberta a également publié un nouveau plan d'action sur les changements climatiques en janvier 2008 où il fixe comme objectif de réduire de 50 % les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 par rapport aux niveaux courants en ayant recours aux mesures suivantes : i) la capture et le stockage de carbone (« **CSC** ») obligatoire pour certaines installations et certaines activités de développement dans tous les secteurs

industriels; ii) l'efficacité et la conservation énergétiques; et iii) la recherche et les investissements dans des technologies d'énergie propre, y compris les technologies de séparation du carbone pour contribuer à la CSC.

La société prévoit qu'elle pourrait être tenue de réduire ses émissions de GES à ses installations aux termes de lois fédérales futures. Les lois existantes en Alberta ne s'appliquent pas directement aux installations de la société; cependant, la société s'engagera à s'acquitter de ses responsabilités en vertu des lois visant les exigences de réduction de GES à l'avenir ce qui pourrait faire en sorte qu'elle doive augmenter ses dépenses en immobilisation et/ou d'exploitation. En outre, le défaut de se conformer aux règlements actuels ou projetés peut avoir une incidence défavorable importante sur les activités, les frais d'exploitation et les coûts liés à la conformité de la société et/ou entraîner la modification ou l'annulation des licences et permis d'exploitation ainsi que l'imposition de pénalités et d'autres mesures correctives.

FACTEURS DE RISQUE

Un investissement dans la société devrait être considéré comme spéculatif en raison des activités d'acquisition, d'exploration, de développement, de production et de commercialisation de pétrole et de gaz naturel de la société et de son stade de développement actuel. Les activités de pétrole et de gaz comportent de nombreux risques qui pourraient ne pas être surmontés malgré une combinaison d'expérience, de connaissances et de gestion de projets minutieuse. Rien ne garantit que la société découvrira ou acquerra d'autres quantités commerciales de pétrole et de gaz naturel ou que les réserves existantes de pétrole et de gaz dont la société est propriétaire pourront être exploitées de façon rentable et vendues.

Volatilité des prix du pétrole et du gaz et conjoncture économique générale

Les résultats d'exploitation et la situation financière de la société sont tributaires des prix du pétrole brut et du gaz naturel en vigueur. Les prix du pétrole brut et du gaz naturel ont fluctué considérablement récemment et pourraient continuer à fluctuer en raison de certains facteurs indépendants de la volonté de la société, dont des changements relativement mineurs dans l'offre et la demande ainsi que l'incertitude des marchés. Les prix du pétrole brut et du gaz naturel sont touchés par un certain nombre de facteurs, notamment : l'offre et la demande du pétrole brut et du gaz naturel à l'échelle internationale et nationale; la conjoncture économique nord-américaine et à l'échelle internationale; les mesures prises par l'OPEP ou des pays producteurs; la réglementation gouvernementale; la stabilité politique; la capacité de transporter les marchandises vers les marchés; les développements dans le marché du gaz naturel liquéfié; la disponibilité et les prix de sources énergétiques de remplacement; et les conditions météorologiques. En outre, la croissance importante de la production de pétrole brut dans l'ouest du Canada et dans le nord des États-Unis a exercé une pression sur le transport et la capacité des pipelines, ce qui contribue à accroître l'écart de prix du pétrole léger entre le WTI et le Cromer/WCS/Hardisty et donne lieu à des fluctuations des prix du pétrole et du gaz naturel. Tous ces facteurs sont indépendants de la volonté de la société et peuvent donner lieu à une très grande volatilité des prix.

Les fluctuations des taux de change accentuent cette volatilité lorsque les prix des marchandises, qui sont généralement établis en dollars américains, sont convertis en dollars canadiens. Le rendement financier de la société dépend également des produits d'exploitation tirés de la vente de marchandises qui diffèrent quant à la qualité et à l'emplacement des prix des marchandises sous-jacentes sur les marchés boursiers.

Les fluctuations du prix des marchandises et les écarts de prix connexes affectent la valeur de l'actif de la société ainsi que sa capacité de maintenir ses objectifs commerciaux et de financer sa croissance. Des périodes prolongées de prix des marchandises à la baisse et de volatilité peuvent également avoir une incidence sur la capacité de la société à atteindre les objectifs fixés et à respecter l'ensemble de ses obligations financières à échéance. Toute baisse importante ou prolongée du prix du pétrole et du gaz pourrait avoir une incidence défavorable sur les réserves, la capacité d'emprunt, les produits d'exploitation, la rentabilité et les flux de trésorerie provenant de l'exploitation de la société et pourrait avoir une incidence défavorable sur l'activité, la situation financière, les résultats d'exploitation, les perspectives et le montant des dépenses aux fins de développement des réserves de pétrole et de gaz naturel de la société, dont le report

ou l'annulation de programmes de forage ou de développement futurs ou existants ou des réductions de la production.

Toute baisse importante ou soutenue des prix des marchandises pourrait entraîner la réduction des revenus de production nets et des flux de trésorerie provenant de l'exploitation de la société. La rentabilité de certains puits pourrait changer en raison de la baisse de ces prix ce qui pourrait entraîner la réduction des volumes de production de pétrole et de gaz et de la valeur des réserves de la société. La société pourrait également choisir de ne pas exploiter certains puits à des prix plus faibles. Tous ces facteurs pourraient donner lieu à une diminution importante des revenus de production nets et des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévus de la société ainsi qu'à une réduction de ses activités d'exploration, de développement et d'acquisition de pétrole et de gaz.

On s'attend à ce que les prix du pétrole et du gaz naturel demeurent volatils dans un avenir rapproché en raison de l'incertitude qui règne sur les marchés quant à l'offre et à la demande de ces marchandises compte tenu de l'état actuel des économies mondiales et nationales, des mesures prises par l'OPEP ou par des pays producteurs et des événements géopolitiques imprévisibles. La volatilité des prix du pétrole et du gaz fait en sorte qu'il est difficile d'estimer la valeur des propriétés productives de pétrole et de gaz que l'on projette d'acquérir et perturbe souvent le marché des propriétés productives de pétrole et de gaz, les acheteurs et les vendeurs ayant de la difficulté à s'entendre sur cette valeur. De plus, en raison de la volatilité des prix, il est difficile d'établir le budget des acquisitions et des projets de développement et de projeter le rendement qui en sera tiré.

De plus, les prêts bancaires susceptibles d'être consentis à la société sont, en partie, déterminés par le pouvoir d'emprunt de la société. Une baisse marquée et soutenue des prix des marchandises par rapport aux prix moyens historiques pourrait réduire le pouvoir d'emprunt de la société, réduisant par le fait même le crédit bancaire susceptible d'être consenti à la société et l'obligé peut-être à rembourser une partie ou la totalité de sa dette bancaire, et pourrait également entraîner la réduction des programmes d'investissement de la société.

La société effectue des évaluations régulières de la valeur comptable de son actif conformément aux IFRS. Si les prix du pétrole brut et du gaz naturel diminuent sensiblement et demeurent faibles pendant une période prolongée, la valeur comptable de l'actif de la société pourrait devoir être réduite.

Importants besoins en capital et liquidités

La société prévoit devoir faire d'importantes dépenses en immobilisations pour l'acquisition, l'exploration, le développement et la production (y compris l'acquisition ou la construction d'installations) des réserves de pétrole et de gaz naturel à l'avenir. Si la société n'a pas, ou si elle est incapable d'augmenter, les produits ou les réserves à l'avenir, sa capacité de maintenir ses flux de trésorerie et 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 ou de la vente d'actifs non essentiels 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 un prêt ou un financement par actions est obtenu, qu'il le sera moyennant des modalités acceptables pour la société. 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 à ses activités pourrait avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses perspectives.

Risque lié à la facilité de crédit

La facilité de crédit en cours peut faire l'objet d'un renouvellement avant le 30 avril 2015. Il existe un risque que la facilité de crédit ne soit pas renouvelée pour le même montant ou selon les mêmes modalités ou que la limite d'emprunt ne soit pas augmentée en raison de la croissance de la production jusqu'à maintenant et de la croissance de la production prévue. Bien que la société soit d'avis que la facilité de crédit sera suffisante pour ses besoins immédiats, rien ne peut garantir que le montant sera adéquat pour ses obligations financières futures, y compris son programme de dépenses en immobilisations, ou que des fonds

supplémentaires seront disponibles aux termes de la facilité de crédit ou d'autres sources selon des modalités convenant à la société.

La société est tenue de respecter ses engagements en vertu de la facilité de crédit. Si la société ne respectait pas ses engagements aux termes de la facilité de crédit, l'accès à la facilité de crédit pourrait être restreint ou ses prêteurs pourraient exiger un remboursement anticipé ce qui pourrait vraisemblablement entraîner une augmentation des coûts relatifs au service de la dette. Bien que la société soit d'avis qu'elle respecte les engagements existants, il se peut que la société ne puisse continuer à respecter ses engagements ou les engagements peuvent devenir de plus en plus coûteux.

Autres besoins de financement

Les rentrées nettes futures de fonds de la société pourraient ne pas être suffisantes pour financer ses activités courantes à tout moment. À l'occasion, la société pourrait avoir besoin d'un financement supplémentaire pour exercer ses activités d'acquisition, d'exploration et de développement de pétrole et de gaz. Le défaut d'obtenir un tel financement en temps opportun pourrait obliger la société à abandonner sa participation dans certains terrains, à manquer certaines occasions d'acquisition, à réduire ses activités ou à y mettre fin. Si les produits des activités ordinaires nets de la société diminuent en raison de prix du pétrole et du gaz naturel inférieurs ou autrement, cela aura une incidence sur la capacité de la société d'attirer le capital nécessaire pour repérer et augmenter les réserves ou pour maintenir sa production. Si les rentrées de fonds tirées des activités de la société ne sont pas suffisantes pour lui permettre de régler ses dépenses en immobilisations, il n'est pas certain qu'elle pourra recourir à du financement par emprunt ou par actions, notamment selon des modalités qui seront acceptables pour la société, ou au produit tiré de la vente d'actifs pour combler ce manque de fonds.

Marchés des capitaux et du crédit

En raison des incertitudes économiques générales et, notamment, du faible prix du gaz naturel, la société, ainsi que d'autres entités exposées de façon importante au gaz naturel peuvent avoir un accès restreint aux emprunts bancaires et aux capitaux propres. Puisque les dépenses en immobilisations futures seront financées au moyen des fonds provenant des activités, des emprunts bancaires, si possible, et des émissions éventuelles de titres de participation, la capacité de la société de financer ces dépenses en immobilisations futures sera notamment tributaire de l'état général des marchés des capitaux et du crédit et de l'intérêt des investisseurs et des prêteurs pour les placements dans le secteur de l'énergie et dans les titres de la société en particulier.

Dans la mesure où des sources externes de capital deviennent limitées, non disponibles ou disponibles à des conditions onéreuses, la capacité de la société de faire des investissements et de maintenir son actif existant peut être réduite, et par conséquent son actif, son passif, son entreprise, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient être touchés de façon importante et défavorable.

Compte tenu des fonds qui devraient être tirés des activités et du crédit bancaire disponible, la société est d'avis qu'elle dispose de fonds suffisants pour soutenir ses dépenses en immobilisations projetées. Cependant, si les fonds provenant de ses activités sont inférieurs à ceux prévus ou si les coûts en immobilisations de ces projets sont supérieurs aux estimations actuelles, ou si encore la société engage des dépenses imprévues importantes se rapportant au développement ou à l'entretien de ses terrains existants, elle pourrait être tenue de rechercher des capitaux supplémentaires pour maintenir ses dépenses en immobilisations aux niveaux prévus. L'incapacité d'obtenir le financement nécessaire pour ses programmes de dépenses en immobilisations pourrait retarder le développement ou la production des terrains de la société. La société détient aussi des investissements dans des titres négociables, dont l'aliénation éventuelle pourrait fournir d'autres fonds pour soutenir ses programmes de dépenses en immobilisations. La société envisagera également la vente d'actifs non essentiels pour soutenir ses programmes d'investissement.

Impossibilité de réaliser les avantages prévus découlant des acquisitions et des aliénations

La société achète et vend des entreprises et des actifs dans le cours normal de ses activités. Pour que les acquisitions procurent des avantages, la consolidation des fonctions et l'intégration des activités et des procédures doivent être réussies et faites à temps et efficacement et la société doit pouvoir saisir les occasions de croissance, réaliser les synergies prévues découlant du regroupement des entreprises et des activités acquises et les assimiler aux siennes. L'intégration d'une entreprise acquise peut obliger la direction à déployer des efforts et à consacrer du temps et des ressources considérables pour y réussir et détourner ainsi son attention d'autres occasions stratégiques ou d'autres questions d'exploitation. La direction évalue continuellement la valeur et l'apport des terrains et autres actifs individuels. À cet égard, les actifs non essentiels font périodiquement l'objet d'une aliénation, de sorte que la société peut allouer ses efforts et ses ressources de façon plus efficace. Selon l'état du marché pour ces actifs non essentiels, certains actifs non essentiels de la société pourraient, en cas d'aliénation, procurer une valeur inférieure à leur valeur comptable dans les états financiers de la société.

Redevances

De fréquents changements entourant les régimes de redevances ont créé une incertitude quant à la capacité de faire une estimation exacte des redevances futures et, par conséquent, des flux de trésorerie, laissant les producteurs, y compris la société, en proie à davantage de volatilité et d'incertitude.

Concurrence

Une vive concurrence sévit au sein de toutes les phases de l'industrie pétrolière. La société est en concurrence avec de nombreux autres participants pour ce qui est de l'acquisition des terrains de pétrole et de gaz naturel et de la commercialisation du pétrole et du gaz naturel. Les concurrents de la société comprennent notamment des sociétés qui disposent de ressources financières, d'un personnel et d'installations plus importants que ceux de la société ainsi que d'un meilleur accès aux terrains et aux installations que celui de la société. La capacité de la société d'augmenter les réserves à l'avenir sera tributaire non seulement de sa capacité de développer ses terrains actuels, mais également de sa capacité de repérer et d'acquérir des terrains et des projets productifs qui conviennent au forage d'exploration. Les facteurs concurrentiels touchant la distribution et la commercialisation du pétrole et du gaz naturel sont notamment le prix, les modes de livraison et la fiabilité de livraison.

La possibilité de commercialiser le pétrole et le gaz naturel acquis ou découvert sera touchée par de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la société, dont notamment les caractéristiques des réservoirs, les fluctuations du marché, la proximité et la capacité des pipelines et des installations de traitement du pétrole et du gaz naturel et l'accès à ceux-ci ainsi que la réglementation gouvernementale. Les activités de pétrole et de gaz naturel (exploration, forage, conditionnement et raccordement des puits, production, distribution, établissement des prix, commercialisation et transport) sont assujetties à des contrôles et règlements rigoureux qui sont imposés par divers paliers de gouvernement et qui pourraient être modifiés à l'occasion. Les activités de pétrole et de gaz naturel de la société doivent être conformes à des lois et règlements locaux, provinciaux et fédéraux de plus en plus sévères régissant le rejet de matières dans l'environnement ou se rapportant par ailleurs à la protection de l'environnement. Bien que la société estime se conformer essentiellement aux règlements environnementaux actuellement applicables, un changement aux règlements gouvernementaux pourrait avoir une incidence défavorable sur la société. Voir « *Situation du secteur — Exigences en matière de protection de l'environnement* » et « *Situation du secteur — Règlements nationaux et internationaux sur les GES* ».

Risques liés à l'exploitation

L'exploration du pétrole et du gaz naturel est assujettie à tous les risques et dangers habituellement associés à de telles activités, y compris les incendies, explosions, éruptions, formation de cratères, déversement de pétrole et rejets éventuels de gaz corrosif, qui pourraient causer d'importants dommages aux puits de pétrole et de gaz naturel, aux installations de production, à d'autres terrains et à l'environnement ou qui pourraient causer des lésions corporelles ou des décès. Conformément à la pratique du secteur, la société n'est pas

entièrement assurée contre tous ces risques et ces risques ne sont pas tous assurables ou même déterminables. Bien que la société maintienne en vigueur une assurance responsabilité d'un montant qu'elle considère comme adéquat, la nature de ces risques fait en sorte que les obligations pourraient surpasser les limites de la police, auquel cas, la société pourrait engager des frais importants susceptibles de nuire considérablement à sa situation financière. Les activités de production de pétrole et de gaz naturel sont aussi assujetties à tous les risques généralement associés à ces activités, y compris la baisse prématurée des réservoirs, l'inondation des formations productives, l'incapacité à accéder aux sites de production, l'accès aux pipelines et aux installations de tiers, les dommages aux pipelines et aux installations ainsi que plusieurs autres risques dont certains peuvent ne pas être prévisibles. En outre, les conditions économiques peuvent avoir une incidence sur la solvabilité des fournisseurs, des clients et des partenaires, pouvant entraîner une perte financière et/ou l'interruption des activités.

Disponibilité du matériel

Les activités d'exploration et de développement du pétrole et du gaz naturel dépendent de la disponibilité du matériel de forage, du matériel de complétion et du matériel connexe ainsi que des équipes chevronnées et compétentes dans les secteurs particuliers où ces activités auront lieu. La demande visant ce matériel ou les restrictions d'accès peuvent diminuer la disponibilité de ce matériel pour la société et peuvent retarder les activités d'exploration et de développement. En outre, dans la mesure où la société n'est pas l'exploitant de ces terrains pétroliers et gaziers, la société sera tributaire de ces exploitants pour l'échéancier des activités liées à ces terrains et sera en grande partie incapable de diriger ou de contrôler les activités des exploitants.

Questions d'ordre environnemental et d'exploitation

Plusieurs aspects des activités de pétrole et de gaz naturel présentent des risques environnementaux, y compris le risque que la société ne respecte pas une loi ou un règlement en matière d'environnement, un permis ou une licence nécessaire ou une autre approbation des autorités de réglementation, peut-être involontairement ou sans le savoir. Ces risques peuvent exposer la société à des amendes ou à des pénalités, à des responsabilités envers des tiers ou à l'exigence de prendre des mesures correctives, lesquelles peuvent être importantes. Les risques d'exploitation liés à d'éventuels accidents, explosions, déversements, fuites de gaz, incendies ou d'autres dommages à un puits ou à un pipeline peuvent entraîner, pour la société, des coûts et des délais pour entreprendre des mesures de redressement, et pourraient entraîner des dommages environnementaux ou la contamination de l'environnement pour lesquels la société pourrait devoir payer des frais de remise en état et des amendes imposées par les organismes de réglementation. Les activités de pétrole et de gaz sont également assujetties à des risques d'exploitation spécifiques qui peuvent, le cas échéant, avoir une incidence importante sur les activités et la situation financière de la société, comme le forage dans des formations inattendues ou des pressions inattendues, le déclin prématuré des réservoirs et une inondation dans les formations productrices. De plus, certains des puits de la société produisent du gaz corrosif ce qui nécessite l'utilisation de matériels construits spécifiquement pour ce gaz. En plus d'être assujetties à une réglementation stricte de la part des autorités de réglementation provinciales en ce qui a trait au plan d'intervention en cas d'urgence, à la sécurité du public et aux procédures et exigences en matière d'application, les activités de gaz corrosif sont assujetties à des politiques de contrôle et de traitement particulières qui sont prévues dans le Manuel de santé et de sécurité interne de la société.

Bien que la société maintienne en vigueur une assurance responsabilité conforme à la pratique prudente dans le secteur, la nature des risques environnementaux est telle que les risques peuvent être supérieurs à une couverture d'assurance raisonnable sur le plan commercial. Dans un tel cas, la société engagerait des frais importants qui seraient financés avec des ressources de trésorerie et qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la société de financer les investissements futurs ou de continuer à exercer ses activités.

Il règne actuellement une incertitude dans le secteur quant à l'application éventuelle et la portée des exigences de réduction de GES, ainsi que des options de conformité éventuelles. Par conséquent, il n'est pas possible de prévoir l'incidence sur les activités et la situation financière des lois, sur les émissions de GES futures, le cas échéant, qui s'appliqueront à la société.

Activités de couverture

La société peut conclure des contrats pour recevoir des prix fixes ou variables sur sa production de pétrole et de gaz naturel pour compenser le risque de pertes des produits si les prix des marchandises diminuent. Cependant, si les prix des marchandises augmentent au-dessus des niveaux prévus dans ces contrats, la société ne bénéficiera pas de telles augmentations et inscrira des pertes découlant des activités de couverture d'après l'évaluation à la valeur du marché.

Fluctuations des taux de change

La société peut conclure des contrats pour fixer le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain afin de compenser le risque de perte des produits si la valeur du dollar canadien augmente par rapport à celle du dollar américain. Cependant, si la valeur du dollar canadien diminue par rapport à celle du dollar américain, pendant la période de ces contrats, la société ne bénéficierait pas des fluctuations du taux de change.

Examens des titres

Bien que des examens des titres seront réalisés conformément aux normes du secteur avant l'achat de la plupart des terrains de pétrole et de gaz naturel ou le commencement du forage des puits, ces examens ne garantissent pas, pas plus qu'ils ne certifient qu'un défaut imprévu dans la succession des titres ne se produira pas pour invalider le droit de la société ce qui entraînerait une réduction des produits reçus par la société tirée de l'exploitation du terrain.

Incertitudes entourant l'estimation des réserves

Il y a de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des quantités des réserves et des rentrées nettes de fonds devant en être tirées, y compris de nombreux facteurs qui sont indépendants de la volonté de la société. Les renseignements relatifs aux réserves et aux rentrées nettes énoncés dans la présente notice annuelle ne constituent que des estimations. Les réserves et les rentrées nettes futures estimatives de fonds des terrains de la société ont été évaluées de façon indépendante en date du 31 décembre 2014 par InSite. Ces évaluations comprennent un certain nombre d'hypothèses se rapportant à des facteurs comme les taux de production initiale, les taux de déclin de production, la récupération ultime des réserves, le moment et le montant des dépenses en immobilisations, la commerciabilité de la production, les prix futurs du pétrole et du gaz naturel, les frais d'exploitation ainsi que les redevances et les autres prélèvements gouvernementaux pouvant être imposés au cours de la durée de vie productive des réserves. Ces hypothèses ont été fondées sur les prévisions de prix utilisées à la date où les évaluations pertinentes ont été préparées, et bon nombre de ces hypothèses sont susceptibles de changement et sont indépendants de la volonté de la société. La production réelle et les rentrées de fonds tirées de celle-ci varieront de ces évaluations, et ces variations pourraient être importantes. Ces évaluations sont fondées en partie sur la réussite présumée des activités d'exploitation devant être entreprises au cours des prochaines années. Les réserves et les rentrées estimatives de fonds devant en être tirées qui figurent dans ces évaluations seront réduites dans la mesure où ces activités d'exploitation n'atteignent pas le niveau de réussite présumé dans les évaluations.

Production

La production des réserves de pétrole et de gaz naturel à un niveau de rentabilité acceptable pourrait être impossible pendant les périodes où les prix des marchandises sont bas. La société tentera d'atténuer ce risque en ciblant des possibilités de réalisation de rentrées nettes plus élevées et elle agira comme exploitant dans la mesure du possible pour lui permettre de gérer les coûts, les calendriers, les méthodes et la commercialisation de la production. La société tente également d'atténuer le risque lié à la production en concentrant ses efforts d'exploration et de développement dans les régions où Storm est ou sera propriétaire des infrastructures ou qu'elle pourrait facilement y avoir accès à un coût acceptable. Pendant les périodes où les prix des marchandises sont bas, la société arrêtera la production, de façon permanente ou temporaire, si les rentrées nettes sont non rentables.

La production est également tributaire en partie de l'accès aux installations de tiers qui peut faire en sorte que la production soit réduite en raison d'interruptions causées notamment par des pannes, des accidents ou des programmes de maintenance indépendants de la volonté de la société. Par exemple, l'installation de traitement de gaz à laquelle la plus grande partie de la production de gaz de la société est dirigée, sera fermée à des fins de maintenance au cours du deuxième trimestre pour une période estimative de 35 jours.

La capacité de traitement de gaz sous contrat de Storm auprès d'installations de tiers était d'environ 35 % du total de la production de gaz brute au cours du quatrième trimestre de 2014, la tranche restante reposant sur l'accès à une capacité interruptible. Il existe un risque que la tranche interruptible qui n'est pas visée par contrat pourrait être réduite ou arrêtée si la capacité est attribuée à d'autres parties. Storm tente actuellement d'augmenter la quantité de production de gaz brute visée par contrat.

Risques liés à la commercialisation

Les marchés de la production de pétrole brut et de gaz naturel échappent à la volonté ou à l'influence de la société et peuvent être touchés par certains facteurs, notamment la météo, les changements climatiques, la réglementation, les déséquilibres entre l'offre et la demande à l'échelle régionale, nationale et internationale, l'accès aux installations et aux pipelines, les événements géopolitiques, les fluctuations du change, la conclusion de nouveaux accords d'approvisionnement ou la résiliation d'accords d'approvisionnement existants ainsi que les arrêts en raison de maintenance ou de dommages, de la part de la société ou de tiers. La société tentera d'atténuer ces risques de la façon suivante :

- les terrains sont développés dans des régions où il existe un accès à l'infrastructure de traitement et de transport, notamment par pipeline, qui dans la mesure du possible, est détenue par la société.
- La société retardera le forage ou le raccordement de nouveaux puits ou arrêtera la production si elle ne peut en tirer des prix acceptables.

La plus grande partie de la production de gaz naturel de Storm dans le nord-est de la Colombie-Britannique est assujettie à l'écart entre l'AECO et la station 2 de la Colombie-Britannique qui a fluctué entre +0,48 \$/GJ et -0,85 \$/GJ au cours des cinq dernières années (la moyenne était de -0,62 \$/GJ en 2014).

Storm a sous contrat une capacité de transport par pipeline visant environ 45 % du total du volume des ventes de gaz naturel au cours du quatrième trimestre de 2014, la tranche restante reposant sur l'accès à une capacité interruptible. Il existe un risque que la tranche interruptible qui n'est pas visée par contrat soit réduite ou arrêtée si la capacité est attribuée à d'autres parties. Storm a l'intention d'augmenter la quantité de production de gaz brute visée par contrat.

La société compte parmi ses produits un pourcentage important et croissant de gaz naturel. Les prix et l'accès aux marchés ont été affectés par la croissance de la production de gaz aux États-Unis. La question de savoir si l'accès aux marchés historiques aux États-Unis pourrait s'améliorer, le cas échéant, est impossible à prévoir. En outre, le développement de certaines réserves de gaz naturel au Canada est dans une certaine mesure soutenu par la possibilité que de nouveaux marchés d'exportation des pays côtiers du Pacifique puissent être accessibles par l'établissement d'installations de liquéfaction de LGN sur la côte ouest du Canada. Il est impossible de prévoir si ces installations seront achevées, le cas échéant.

Risques financiers

La société peut conclure des opérations visant l'acquisition d'actifs ou d'actions d'autres sociétés. Ces opérations peuvent être financées partiellement ou entièrement à l'aide de titres de créance, qui pourraient faire en sorte que les niveaux d'endettement de la société dépassent les niveaux acceptables. Selon les plans d'exploration et de développement futurs, la société peut avoir besoin d'un financement supplémentaire qui pourrait ne pas être disponible ou être disponible à des conditions qui ne sont pas favorables.

Conflits d'intérêts

Certains administrateurs de la société sont également administrateurs d'autres sociétés pétrolières et gazières et, par conséquent, cela pourrait, dans certaines circonstances, entraîner un conflit d'intérêts faisant en sorte qu'ils soient tenus de s'abstenir de participer à certaines décisions. Les conflits, s'il y a lieu, seront assujettis aux procédures et aux recours en vertu de l'ABCA.

Dépendance envers le personnel clé

La réussite de la société repose dans une large mesure sur certains employés clés, notamment MM. Brian Lavergne, Donald G. McLean, Robert S. Tiberio et John J. Devlin. La perte des services de ces employés clés pourrait avoir une incidence défavorable sur la société. La société n'a pas souscrit d'assurance collaborateurs. L'apport de ces personnes aux activités immédiates de la société est susceptible d'avoir une incidence primordiale. En outre, dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, le recrutement de personnel compétent fait l'objet d'une vive concurrence et il n'est pas certain que la société sera en mesure de continuer d'intéresser et de maintenir en fonction tout le personnel dont elle a besoin pour faire croître et exploiter son entreprise. Les lecteurs doivent s'en remettre à la compétence, à l'expertise, au jugement, à la discrétion, à l'intégrité et à la bonne foi de la direction de la société.

Dilution

La société pourrait faire des acquisitions à l'avenir ou conclure des financements ou d'autres opérations comportant l'émission de titres, ce qui pourrait avoir un effet de dilution.

Risque lié à la solvabilité de tiers

La société est ou pourrait être exposée aux risques liés à la solvabilité de tiers en raison des ententes contractuelles qu'elle a conclues ou pourrait conclure à l'avenir avec ses coentreprises, les négociants qui achètent sa production de pétrole et de gaz naturel, ses contreparties aux instruments financiers et d'autres parties. Si l'une ou l'autre de ces entités manquait à ses obligations contractuelles, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur la société, ses rentrées de fonds provenant de l'exploitation et la structure de ses liquidités.

Les énoncés prospectifs peuvent s'avérer inexacts

Les lecteurs sont priés de ne pas se fier indûment à l'information prospective qui figure dans la présente notice annuelle. De par sa nature, l'information prospective comporte un certain nombre d'hypothèses, de risques et d'incertitudes connus et inconnus, à la fois généraux et spécifiques, qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent sensiblement de ceux que laisse sous-entendre l'information prospective ou faire en sorte que les prédictions, prévisions ou projections se révèlent inexactes de manière importante.

CONTRATS IMPORTANTS

À l'exception des contrats conclus dans le cours ordinaire de ses activités et des contrats relatifs à l'acquisition d'Umbach et les accords de financement connexes, la société n'a conclu aucun contrat au cours du dernier exercice terminé pouvant être raisonnablement considéré comme étant important à l'heure actuelle pour la société. Voir « *Développement général de l'activité – Exercice terminé en 2014* ».

À l'heure actuelle, la société n'a aucune obligation importante d'une durée supérieure à 12 mois, à l'exception d'un bail pour des espaces de bureaux d'une durée de cinq ans ayant débuté le 1^{er} octobre 2013.

INTÉRÊTS DES EXPERTS

Aucune personne physique ou morale dont la profession ou l'activité confère autorité à une déclaration faite par cette personne physique ou morale et qui est désignée comme ayant rédigé ou attesté une déclaration,

un rapport ou une évaluation décrit ou contenu dans un document déposé, aux termes du Règlement 51-102 par la société au cours du dernier exercice financier terminé de la société ou relativement à cet exercice, si ce n'est d'InSite, les évaluateurs de réserves indépendants, et d'Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., les auditeurs de la société.

Aucun des dirigeants d'InSite ne détenait d'intérêt véritable ou inscrit, direct ou indirect, dans des titres ou d'autres biens de la société ou de personnes avec qui la société a des liens ou de membres du même groupe au moment où ils ont établi la déclaration, le rapport ou l'évaluation, ni à aucun moment par la suite, et ils ne doivent en obtenir aucune.

Les auditeurs, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., sont indépendants de la société conformément aux règles de déontologie de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta.

Certaines questions d'ordre juridique relatives aux affaires de la société seront décidées au nom de la société par McCarthy Tétrault S.E.N.C.R.L., s.r.l. et par Burnet Duckworth & Palmer LLP. À la date des présentes, les associés et autres avocats de chacun de ces cabinets étaient collectivement propriétaires véritables, directement ou indirectement, de moins de 1 % des actions ordinaires en circulation.

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

Les auditeurs de la société sont Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., 1000, 440 – 2nd Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 5E9.

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions ordinaires de la société est Alliance Trust Company à son bureau de Calgary, en Alberta.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Les renseignements complémentaires se rapportant à la société peuvent être consultés sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com. La circulaire d'information de la société pour la dernière assemblée annuelle des actionnaires qui a comporté l'élection des administrateurs renferme des renseignements supplémentaires, dont la rémunération et les prêts aux administrateurs et membres de la haute direction, les principaux porteurs des actions ordinaires et des titres autorisés à des fins d'émission aux termes des plans de rémunération en actions.

Les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014 renferment des renseignements financiers supplémentaires. Les rapports de la direction et de l'auditeur sur les états financiers sont datés du 26 février 2015 et le rapport de gestion est daté du 26 février 2015. Ces documents peuvent être consultés sur le site Web de SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur le site Web de la société à l'adresse www.stormresourcesltd.com.

ANNEXE A

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

Les termes définis dans le Règlement 51-101 ont le même sens dans la présente annexe.¹

**RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES
DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT**

Au conseil d'administration de Storm Resources Ltd. (la « **société** ») :

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la société en date du 31 décembre 2014. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondant en date du 31 décembre 2014, estimés au moyen de prix et de coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.

Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le Manuel COGE (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 soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité et 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 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves ayant fait l'objet d'évaluation, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014, et indique les portions respectives de ces produits des activités ordinaires nets futurs estimatifs que nous avons évalués et sur lesquels nous avons fait rapport à la direction de la société.

¹ Pour faciliter la lecture, le *Glossaire relatif au Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières de l'Avis 51-324 du personnel des Autorités canadiennes en valeurs mobilières* (« **Règlement 51-101** ») donne le sens des termes en italique dans les rubriques 1 et 2 de la présente annexe ou dans le Règlement 51-101, l'Annexe 51-101A1, l'Annexe 51-101A3 ou l'Instruction complémentaire 51-101.

Évaluateur ou vérificateur de réserves qualifié indépendant	Description et date d'établissement du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %)			
			Vérification	Évaluation	Examen	Total
InSite Petroleum Consultants Ltd.	Évaluation des réserves de pétrole et de gaz naturel de la société en date du 31 décembre 2014, et datée du 18 février 2015	Canada	-	683 829 400 \$	-	683 829 400 \$
Total			-	683 829 400 \$	-	683 829 400 \$

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

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

InSite Petroleum Consultants Ltd., Calgary (Alberta) Canada.

(signé) « D.L. Paddock »

D.L. Paddock, ing.
Directeur général

Le 31 mars 2015

ANNEXE B

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

La direction de Storm Resources Ltd. (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 correspondants en date du 31 décembre 2014, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.

InSite Petroleum Consultants Ltd., évaluateur de réserves qualifié indépendant, a évalué les données relatives aux réserves de la société. Son rapport sera déposé auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le présent rapport.

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

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

Le comité des réserves du conseil d'administration de la société a examiné les procédures suivies par la société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration de la société, 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 autre information concernant le pétrole et le gaz, et le dépôt de celle-ci auprès des autorités en valeurs mobilières;
- e) le dépôt de l'Annexe 51-101A2, qui est le rapport de l'évaluateur des réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves; et
- 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 de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

(signé) « Brian Lavergne »

Brian Lavergne
Président et chef de la direction

(signé) « Donald G. McLean »

Donald G. McLean
Chef des finances

(signé) « Matthew J. Brister »

Matthew J. Brister
Administrateur

(signé) « P. Grant Wierzba »

P. Grant Wierzba
Administrateur et président du comité des réserves

Le 31 mars 2015