



Notice annuelle
pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

Le 31 mars 2010

TABLE DES MATIÈRES

DÉFINITIONS.....	1
CONVENTIONS	2
ABRÉVIATIONS	3
ÉQUIVALENCES	3
ÉNONCÉS PROSPECTIFS.....	4
MESURES NON-CONFORMES AUX PCGR.....	8
STRUCTURE DE L'ENTREPRISE	8
DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ	9
DESCRIPTION DES ACTIVITÉS	14
RELEVÉ PRO FORMA DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ	23
DIVIDENDES	25
DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL	25
MARCHÉS POUR LES TITRES.....	26
VENTES OU PLACEMENTS ANTÉRIEURS	26
TITRES ENTIÈRES ET TITRES ASSUJETTIS À DES RESTRICTIONS DE TRANSFERT	26
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	27
COMITÉ DE VÉRIFICATION	31
SITUATION DANS LE SECTEUR.....	33
FACTEURS DE RISQUE	40
POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI	51
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS IMPORTANTES.....	51
VÉRIFICATEURS, AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES	51
CONTRATS IMPORTANTS	51
INTÉRÊT DES EXPERTS	51
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	52
ANNEXE A ANGLE ENERGY INC. (LA « SOCIÉTÉ ») MANDAT DU COMITÉ DE VÉRIFICATION	A-1
ANNEXE B ANNEXE 51-101A1 RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ.....	B-1
ANNEXE C RAPPORT SUR LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES DE L'ÉVALUATEUR OU DU VÉRIFICATEUR DE RÉSERVES QUALIFIÉ INDÉPENDANT (ANNEXE 51-101A2)	C-1
ANNEXE D RAPPORT DE LA DIRECTION ET DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR L'INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ (ANNEXE 51-101A3)	D-1
ANNEXE E DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET INFORMATION FINANCIÈRE CONCERNANT STONEFIRE.....	E-1

DÉFINITIONS

Dans la présente notice annuelle, les termes présentés ci-après ont le sens suivant, à moins d'indication contraire :

« **ABCA** » désigne la *Business Corporations Act* (Alberta) R.S.A. 2000, c. B-9, dans sa version modifiée, y compris le règlement pris en vertu de celle-ci;

« **actions ordinaires** » désigne les actions ordinaires du capital d'Angle Energy Inc.;

« **AECO** » désigne le point de livraison du gaz naturel dans le sud-est de l'Alberta;

« **Angle Energy** » ou la « **Société** » désigne Angle Energy Inc., société par actions régie par les lois de l'Alberta;

« **API** » désigne American Petroleum Institute;

« **ARI** » désigne Angle Resources Inc., filiale en propriété exclusive de la Société régie par les lois de l'Alberta;

« **conseil** » ou « **conseil d'administration** » désigne le conseil d'administration d'Angle Energy;

« **contrat d'affermage pour le secteur Harmattan** » désigne le contrat daté du 9 avril 2005 conclu entre la Société et ExxonMobil;

« **Couronne** » désigne le gouvernement de l'Alberta;

« **États-Unis** » désigne les États-Unis d'Amérique, ses territoires et ses possessions;

« **ExxonMobil** » désigne ExxonMobil Canada Energy;

« **GLJ** » désigne GLJ Petroleum Consultants Ltd.;

« **LIR** » désigne la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) R.S.C. 1985, ch. 1 (5^e suppl.);

« **Loi sur les valeurs mobilières** » désigne la *Securities Act* (Alberta) R.S.A. 2000, c. S-4, dans sa version modifiée;

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

« **membre du groupe** » a le sens est attribué au terme *affiliate* dans la *Securities Act* (Alberta) R.S.A. 2000, c. S-4, dans sa version modifiée;

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

« **nouveau régime de redevances** » désigne le nouveau régime de redevances (*New Royalty Framework*) que le gouvernement de l'Alberta a annoncé le 25 octobre 2007;

« **offre publique de rachat dans le cours normal des activités** » désigne l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société qui a été présentée le 24 septembre 2008 et qui s'est terminée le

23 septembre 2009 en vue de permettre à la Société de racheter jusqu'à 2 997 700 actions ordinaires de la Société sur le marché sous réserve des règles de la TSX;

« **PAPE** » désigne le premier appel public à l'épargne que la Société a réalisé le 30 juin 2008;

« **PCGR** » désigne les principes comptables généralement reconnus du Canada;

« **rapport de GLJ** » désigne le rapport technique indépendant daté du 15 mars 2010 et préparé par GLJ le 10 mars 2010 qui présente une évaluation des réserves de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN de la Société en date du 31 décembre 2009;

« **rapport de GLJ sur Stonefire** » désigne le rapport technique indépendant daté du 15 mars 2010 et préparé par GLJ le 10 mars 2010 qui présente une évaluation des réserves de pétrole brut, de gaz naturel et le LGN de Stonefire Energy Corp. en date du 31 décembre 2009;

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

« **Règlement 52-110** » désigne le *Règlement 52-110 sur le comité de vérification*;

« **SEDAR** » désigne le Système électronique de données, d'analyse et de recherche;

« **Stonefire** » désigne Stonefire Energy Corp., filiale en propriété exclusive de la Société régie par les lois de l'Alberta;

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

« **WTI** » désigne le pétrole brut West Texas Intermediate.

CONVENTIONS

Certains autres termes qui sont utilisés dans la présente notice annuelle sans y être définis sont définis dans le Règlement 51-101 et, à moins d'indication contraire, ils ont le même sens que celui qui leur est attribué dans le Règlement 51-101. À moins d'indication contraire, lorsqu'il est question du « \$ » ou de « dollars » dans la présente notice annuelle, il s'agit de dollars canadiens. Toutes les données financières sur la Société ont été présentées en dollars canadiens conformément aux PCGR.

ABRÉVIATIONS

Les abréviations suivantes sont employées dans la présente notice annuelle.

Pétrole brut et liquides de gaz naturel		Gaz naturel	
barils	un baril correspond à 34,972 gallons impériaux ou à 42 gallons américains	Gpi ³	milliard de pieds cubes
		Gpi ³ e	milliard de pieds cubes d'équivalent
barils/j	barils par jour	m ³ /j	mètres cubes par jour
bep	barils d'équivalent de pétrole	kpi ³	mille pieds cubes
bep/j	barils d'équivalent de pétrole par jour	kpi ³ e	mille pieds cubes d'équivalent
kbep	mille barils d'équivalent de pétrole	kpi ³ /j	mille pieds cubes par jour
Mbep	million de barils d'équivalent de pétrole	Mpi ³ e	million de pieds cubes d'équivalent
kb	mille barils	Mpi ³	million de pieds cubes
Mb	million de barils	Mpi ³ /j	million de pieds cubes par jour
LGN	liquide de gaz naturel composé d'au moins un des éléments suivants : éthane, propane, butane et condensat	Mbtu	million d'unités thermales britanniques (British Thermal Units)
		GJ/j	gigajoules par jour

Les bep peuvent être trompeurs, surtout si on les emploie de façon isolée. Le ratio de conversion du bep de 6 kpi³ : 1 baril repose sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.

ÉQUIVALENCES

Pour convertir des	En	Il faut multiplier par
milliers de pieds cubes	mètres cubes	28,174
mètres cubes	pieds cubes	35,494
barils	mètres cubes	0,159
mètres cubes	barils	6,293
pieds	mètres	0,305
mètres	pieds	3,281
mille	kilomètres	1,609
kilomètres	mille	0,621
acres	hectares	0,405
hectares	acres	2,471
gigajoules	milliers de pieds cubes	1,055

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Certains énoncés figurant dans la présente notice annuelle constituent des énoncés prospectifs. L'emploi d'expressions comme « s'attendre », « croire », « estimer », « prévoir », « projeter », « avoir l'intention de », « planifier », « prédire » ou « cibler », du conditionnel ou du futur ou d'expressions similaires suggérant des résultats futurs ou des perspectives permettent souvent, mais pas toujours, de repérer les énoncés prospectifs. Ces énoncés comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus qui pourraient faire en sorte que les résultats ou les événements réels soient passablement différents de ceux qui sont prévus dans les énoncés prospectifs. La Société présente de l'information prospective en fonction de budgets établis à l'interne portant sur les projets de forage et les coûts y afférents, les résultats prévus du forage ainsi que les redevances, les coûts d'exploitation et les frais administratifs prévus. Angle Energy établit le prix des marchandises aux fins du budget en fonction de plusieurs prévisions de prix communiquées au public et tient également compte de la conjoncture économique. La direction est d'avis que les attentes manifestées dans ces énoncés prospectifs sont raisonnables, mais rien ne garantit qu'elles se réaliseront. Il ne faut pas se fier indûment sur de tels énoncés prospectifs.

En particulier, la présente notice annuelle renferme des énoncés prospectifs portant sur ce qui suit :

Niveaux de la production et des ventes

En 2010, Angle Energy s'attend à ce que la production et les ventes de gaz naturel, de LGN et de pétrole brut léger s'établissent en moyenne entre 9 300 et 9 500 bep/j. Plusieurs facteurs pourraient abaisser les niveaux de production à des niveaux inférieurs à ceux qui ont été prévus, notamment une baisse plus importante que prévu de la production existante en raison d'un piètre rendement des gisements, les défaillances mécaniques ou l'incapacité d'accéder aux installations de production, une infiltration imprévue d'eau ou d'autres fluides dans la formation exploitée et l'incapacité de forer, d'achever et de raccorder des puits dans les délais prévus en raison de la difficulté d'exploiter les champs pétrolifères à bon prix, des mauvaises conditions météorologiques, de l'incapacité de négocier l'accès à la surface avec les propriétaires fonciers ou du délai requis par les autorités de réglementation pour accorder les approbations de forage et de production nécessaires.

Répartition de la production

La Société prévoit que la répartition de sa production pour 2010 s'établira environ à 67 % de gaz naturel, 28 % de LGN et 5 % de pétrole brut léger. Cette répartition de la production est différente de ce qui a été obtenu en 2009 en raison de l'augmentation prévue de la production du secteur Lone Pine Creek, où les récupérations de LGN sur le gaz brut produit sont faibles. Cette répartition risque de ne pas se réaliser si les puits ne sont pas forés au moment prévu (se reporter à la rubrique « Programme de forage » ci-après) ou si les puits ne produisent pas comme prévu (se reporter à la rubrique « Niveaux de la production et des ventes » ci-dessus).

Prix des marchandises

Aux fins de sa prévision pour 2010, la Société a tenu pour acquis que le prix du gaz naturel pour livraison au comptant à AECO s'établira en moyenne à 5,50 \$/kpi³ et que le prix du pétrole brut PAR à Edmonton s'établira en moyenne à 70 \$/baril. Plusieurs risques peuvent faire en sorte que les prix des marchandises soient inférieurs à ce qui était prévu. En Amérique du Nord, le prix du gaz naturel est principalement dicté par l'équilibre entre l'offre et la demande. Comme la demande est surtout touchée par les besoins de chauffage en hiver et les besoins de climatisation en été, elle diminue en cas d'hiver chaud et/ou d'été frais. L'offre provient généralement d'entreprises nationales et réagit au prix, mais elle peut parfois être également influencée par la capacité de livraison des LGN sur le marché nord-américain.

Le prix du pétrole brut est fixé en dollars américains sur le marché mondial et est tributaire de l'offre et de la demande mondiales de même que d'événements exogènes, comme l'activité terroriste, dans les pays exportateurs du pétrole. Le ralentissement économique attribuable à la récession que connaissent actuellement plusieurs grandes économies du monde pourrait réduire davantage la demande et le prix du pétrole brut.

Les producteurs canadiens obtiennent un prix en dollars canadiens du gaz naturel, des LGN et du pétrole brut, déterminé en grande partie par le prix en dollars américains de ces produits rajusté en fonction du taux de change du dollar américain en dollar canadien. Le taux de change est tributaire de nombreux facteurs, qui entraînent et continueront d'entraîner une volatilité élevée.

Taux de redevances

Angle Energy prévoit que les taux de redevances pour 2010 s'établiront en moyenne dans la fourchette de 25 % à 27 % du produit brut d'exploitation, compte non tenu des gains ou des pertes réalisés ou non réalisés sur les dérivés. Cette attente concernant les taux de redevances découle des attentes de la Société à l'égard du prix des marchandises et du volume accru de ventes à partir de terrains de la Couronne. Le total des redevances est composé de redevances à la Couronne versées à l'égard de terrains de la Couronne et de redevances aux propriétaires versées à l'égard des terrains dont ils sont propriétaires. De plus, des redevances dérogatoires brutes doivent être versées à l'égard de terrains dans lesquels la Société a obtenu une participation par voie d'affermage, peu importe que les terrains appartiennent à la Couronne ou à un autre propriétaire. Le total des redevances devant être versées est fonction de la répartition entre les terrains de la Couronne et les terrains d'autres propriétaires puisque les taux y sont différents.

Le gouvernement de l'Alberta a annoncé un programme d'encouragement à trois volets afin de stimuler de nouvelles activités économiques et le maintien de celles qui sont en cours en Alberta. Pour les nouveaux puits creusés entre le 1^{er} avril 2009 et le 31 mars 2011 sur les terrains de la Couronne, le programme prévoit un crédit de 200 \$ par mètre creusé et un plafond de 5 % des redevances pour les premiers 12 mois de production jusqu'à concurrence de 500 Mpi³ de gaz naturel ou de 50 kb de pétrole. Par suite de la réponse du gouvernement de l'Alberta au bulletin *Competitiveness Review* publié dernièrement, cette mesure incitative deviendra permanente à compter du 1^{er} janvier 2011. Le gouvernement de l'Alberta s'est également engagé à réduire les redevances conventionnelles sur le pétrole et le gaz naturel de 50 % à 40 % et de 50 % à 36 %, respectivement. Les données complètes sur les redevances n'ont pas encore été publiées et le gouvernement de l'Alberta a également fait savoir qu'il pourrait apporter d'autres modifications aux redevances sur le gaz naturel à mesure qu'il achève sa réponse au bulletin *Competitiveness Review*. La Société continuera de surveiller les autres modifications du programme d'encouragement et mettra à jour ses projets en conséquence. Pour de plus amples renseignements sur les taux des redevances, se reporter à la rubrique « Situation dans le secteur ».

Frais d'exploitation

La Société s'attend à ce que les frais d'exploitation et de transport s'établissent en moyenne dans la fourchette de 5,80 \$ à 5,90 \$ le bep en 2010. Les frais d'exploitation dans le secteur Lone Pine Creek devraient être supérieurs à ceux des secteurs Harmattan et Ferrier, et, à mesure que la production de Lone Pine Creek augmente sa proportion dans la production totale de la Société, les frais d'exploitation regroupés devraient augmenter.

Les risques liés à l'augmentation des frais d'exploitation découlent des frais d'exploitation généraux des champs pétrolifères, qui ont tendance à augmenter en période d'intense activité industrielle et à diminuer à mesure que le niveau d'activité s'estompe.

Frais généraux et administratifs

Angle Energy prévoit que les frais généraux et administratifs pour 2010 s'établiront dans la fourchette d'environ 1,85 \$ à 1,95 \$ le bep, déduction faite des montants capitalisés. Le risque que les frais généraux et administratifs dépassent ce montant porte sur des coûts de main-d'œuvre plus élevés que prévu que la Société doit prendre en charge pour garder ses employés clés dans un marché concurrentiel, le besoin d'embaucher plus d'employés que ce qui était prévu au départ et l'inflation générale des coûts.

Dépenses en immobilisations

Angle Energy prévoit engager entre 101 millions de dollars et 107 millions de dollars en dépenses en immobilisations pour 2010, sans tenir compte de l'acquisition de Stonefire qui a été réalisée le 12 janvier 2010, des activités d'acquisition futures potentielles et de l'incidence du programme d'encouragement au forage de la Couronne. Les dépenses en immobilisations d'Angle Energy se composeront de coûts liés au forage, à l'achèvement des travaux, à l'équipement, aux raccordements, aux terrains et à la surveillance des séismes. Ces données sont fondées sur l'hypothèse selon laquelle la Société creusera 33 puits bruts au cours de l'année. Le programme d'immobilisations de 2010 peut être modifié en fonction du prix des marchandises et des modifications apportées aux programmes de redevances à la Couronne. Une augmentation des coûts d'immobilisations par rapport aux montants prévus dans le budget peut survenir pour les raisons suivantes : une inflation générale des coûts dans le secteur d'activité attribuable à des taux d'utilisation élevée, des conditions météorologiques défavorables pouvant entraîner un retard dans les activités et occasionner des coûts d'attente pour la Société et des problèmes survenus dans le cadre du forage d'un puits pouvant entraîner des délais additionnels pour le forage ou, dans certains cas, la perte totale du puits.

Programme de forage

La Société prévoit creuser 33 puits bruts en 2010. Le programme de forage constitue une hypothèse clé en vue de l'estimation de la production pour les périodes indiquées ci-dessus. Le risque qu'Angle Energy n'atteigne pas ses objectifs de forage est attribuable à ce qui suit : un manque d'appareils de forage et d'équipements connexes sur les sites, un retard dans l'obtention du consentement du propriétaire du terrain permettant d'avoir accès à la surface et des retards dans l'obtention de permis de forage et d'exploitation de puits.

Succès du forage

En 2010, la Société prévoit ajouter des réserves provenant de ses activités de forage. Pour en arriver à établir ces prévisions, Angle Energy entreprend un processus d'attribution du risque dans le cadre duquel une probabilité de réussite et les réserves prévues qui s'ajouteraient en cas de réussite sont attribuées à chaque puits. Cette hypothèse est fondée sur un ensemble d'analyses géologiques et géophysiques et d'études des gisements, y compris une étude des réserves analogues dans le secteur visé. Plusieurs risques pourraient faire en sorte qu'un puits ne permette pas d'obtenir les réserves prévues, notamment la faible teneur de la roche du gisement attribuable à une faible perméabilité et/ou à une faible porosité qui empêche la production, la non-existence de la zone visée en raison de l'érosion, l'absence d'une couche étanche efficace pouvant prévenir le déplacement des hydrocarbures, la présence d'eau dans la zone, l'endommagement de la zone attribuable au forage et le drainage concurrentiel à partir de terrains qui n'appartiennent pas à la Société.

Mise en valeur de futures zones productives possibles

Angle Energy a l'intention de continuer à trouver et à mettre en valeur ses propres zones productives possibles et à acquérir des terrains directement, ainsi que par l'entremise d'affermage, dans le cadre de sa stratégie d'affaires. Pour y parvenir, il faudra que des occasions d'affaires attrayantes surviennent dans

des délais qui conviennent à la Société, qu'Angle Energy dispose des ressources humaines et financières nécessaires pour tirer profit de ces occasions et que la Société soit en mesure de devancer ses concurrents visant les mêmes projets. Les risques liés à l'atteinte de ces objectifs de croissance portent sur le manque de personnel ou de capitaux suffisants ou sur un marché trop concurrentiel où les autres participants sont disposés à payer davantage pour une zone productive possible que ce qu'Angle Energy considérerait prudent.

Horizon fiscal

Angle Energy ne devrait pas être imposée en 2010 selon les hypothèses qui précèdent. L'impôt à payer à court terme est tributaire du montant des produits d'exploitation et des dépenses reconnus aux fins de l'impôt, y compris les déductions relatives aux dépenses en immobilisations. Ainsi, le revenu imposable est touché par plusieurs facteurs, dont les niveaux de production, le prix des marchandises et le niveau et la classification aux fins de l'impôt des dépenses en capital dans une des multiples catégories dont chacune est assortie d'un taux différent de déductibilité. L'impôt à payer à court terme pourrait être plus élevé que prévu si les produits d'exploitation dépassent ce qu'Angle Energy a prévu au budget, si les dépenses en capital sont inférieures à ce qui est prévu ou si une plus grande partie des dépenses en capital est classée dans une catégorie de déductibilité inférieure.

Conditions du marché

La direction sait que les conditions du marché boursier ne sont pas toujours propices à la collecte de fonds au moyen de l'émission d'actions ordinaires. Toutefois, la Société a la souplesse financière nécessaire pour poursuivre son programme d'immobilisations de 2010 au moyen de fonds provenant de l'exploitation et du crédit disponible aux termes de la marge de crédit bancaire existante sans avoir besoin de se tourner vers les marchés des capitaux.

Dispositions générales

Les énoncés portant sur les réserves sont également réputés être des énoncés prospectifs puisqu'ils comportent l'énoncé implicite, fondé sur certaines estimations et hypothèses, que les réserves décrites peuvent être produites de façon rentable dans le futur. Pour de plus amples renseignements, se reporter à l'annexe B – Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz. Les résultats réels pourraient être passablement différents de ceux qui sont prévus dans les énoncés prospectifs en raison des facteurs de risque et des hypothèses énoncés ci-dessus et ailleurs dans la présente notice annuelle.

On ne devrait pas se fier indûment aux énoncés prospectifs, qui sont incertains de par leur nature, reposent sur des estimations et des hypothèses et font l'objet de risques et d'incertitudes connus et inconnus (d'ordre général et particulier) qui peuvent faire en sorte que les événements ou les circonstances futurs prévus par les énoncés prospectifs ne se matérialisent pas. Rien ne garantit que les plans, les intentions ou les prévisions sous-tendant les énoncés prospectifs se réaliseront. Les résultats réels différeront, et ces différences risquent d'être importantes et défavorables pour la Société et ses actionnaires.

La liste de ces facteurs ne devrait pas être considérée comme exhaustive. Le lecteur doit être prévenu que ces facteurs de risque sont difficiles à prévoir et que les hypothèses qui ont servi à préparer ces renseignements, bien qu'elles aient été considérées comme raisonnablement exactes à ce moment-là, pourraient se révéler inexactes. Par conséquent, les résultats réellement atteints par la Société différeront de l'information fournie dans les présentes et les différences pourraient être importantes. La Société ne déclare donc pas que les résultats réellement atteints seront en tous points ou en partie identiques à ceux que prévoient les énoncés prospectifs. De plus, les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle sont faits à la date des présentes, et la Société

ne s'engage pas, sauf si les lois sur les valeurs mobilières applicables l'exigent, à les mettre publiquement à jour ou à les réviser par suite de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Les énoncés prospectifs figurant dans les présentes doivent être lus à la lumière de la présente mise en garde.

MESURES NON-CONFORMES AUX PCGR

La présente notice annuelle renferme des termes comme « revenus nets d'exploitation », « fonds provenant de l'exploitation », « fonds provenant de l'exploitation par action », « dette nette » et « charges d'exploitation décaissées » qui ne sont pas des mesures reconnues aux termes des PCGR du Canada. Angle Energy a recours à ces mesures pour évaluer sa performance. La direction estime que les revenus nets d'exploitation représentent une mesure importante, car ils rendent compte de la rentabilité de la Société compte tenu des prix actuels des marchandises. La direction utilise le terme « fonds provenant de l'exploitation » pour analyser le rendement et elle considère que ces fonds représentent une mesure essentielle car ils attestent de la capacité d'Angle Energy à générer les fonds nécessaires au financement de ses dépenses en immobilisations et au remboursement de sa dette. Les fonds provenant de l'exploitation sont définis par Angle Energy comme correspondant au bénéfice net, plus les éléments sans effet sur la trésorerie (épuisement, amortissement et désactualisation, rémunération à base d'actions, impôts futurs et gain (perte) non réalisé(e) sur les activités de gestion des risques), à l'exclusion de la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement liée aux activités d'exploitation ainsi que des dépenses relatives aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et à la remise en état. Angle Energy présente aussi les fonds provenant de l'exploitation par action, les montants par action étant calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions en circulation, conformément au calcul du bénéfice par action. La méthode qu'utilise Angle Energy pour calculer les fonds provenant de l'exploitation peut ne pas être comparable à celle qu'utilisent d'autres sociétés, et cette mesure ne saurait se substituer aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, au bénéfice net ni à d'autres mesures du rendement financier établies selon les PCGR du Canada. Angle Energy définit la dette nette comme étant la somme de la dette à long terme, plus le fonds de roulement, compte non tenu des actifs et des passifs liés à la gestion des risques et des impôts futurs connexes. La dette nette est une mesure utilisée par la direction d'Angle Energy pour assurer le suivi des fonds disponibles aux termes de ses facilités de crédit. Les charges d'exploitation décaissées se définissent comme la somme des charges d'exploitation, des frais de transport, des frais généraux et frais d'administration et des intérêts débiteurs.

Pour de plus amples renseignements, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 qui renferme une définition des « fonds provenant de l'exploitation » et un rapprochement de ceux-ci avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

STRUCTURE DE L'ENTREPRISE

La Société a été constituée en vertu de l'ABCA le 23 janvier 2004 sous la dénomination 1087577 Alberta Ltd. Elle a été renommée Angle Energy Inc. le 26 mars 2004. Le 15 juin 2004, la Société a modifié ses statuts constitutifs afin de créer un nombre illimité d'actions privilégiées, pouvant être émises en séries, et pour supprimer les restrictions applicables au transfert d'actions. Les statuts constitutifs de la Société n'ont pas été modifiés en 2009.

Le bureau principal de la Société est situé au 324 – 8th Avenue S.W., Suite 700, Calgary (Alberta) T2P 2Z2. Son siège social est situé au 450 – 1st Street S.W., Suite 2500, Calgary (Alberta) T2P 5H1.

Angle Energy a une filiale en propriété exclusive nommée Angle Resources Inc. (« **ARI** »), qui a été constituée en Alberta le 8 juillet 2008. Angle Energy et ARI ont conclu une convention de société, avec prise d'effet le 1^{er} octobre 2008, en vue de former Angle Energy Partnership, société en nom collectif créée en vertu des lois de l'Alberta. Le 12 janvier 2010, Angle Energy a acquis la totalité des actions de catégorie A et des actions de catégorie B émises et en circulation de Stonefire aux termes d'une offre

publique d'achat et d'une acquisition forcée ultérieure. Stonefire est également devenue associée d'Angle Energy Partnership le 12 janvier 2010. Le 31 mars 2010, Angle Energy a liquidé Stonefire en vertu des dispositions de l'ABCA. Les seules filiales d'Angle Energy sont celles qui sont mentionnées ci-dessus.

DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

Historique et faits nouveaux

La Société a été constituée en 2004 en tant qu'entreprise en démarrage à mise en commun sans droit de regard qui n'avait aucun autre actif qu'une équipe de haute direction chevronnée.

Le tableau suivant résume la croissance de l'entreprise au cours des six dernières années.

Période	Placements d'actions en millions de dollars ¹⁾	Dépenses en immobilisations en millions de dollars	Puits creusés		Production moyenne bep/j	Fonds provenant de l'exploitation en millions de dollars ²⁾
			Bruts	Nets		
2004	14,8	0,8	Néant	Néant	Néant	(0,3)
2005	30,3	25,2	9	8,0	14	(0,6)
2006	25,0	57,8	22	18,7	1 281	8,0
2007	8,9	59,1	19	16,6	3 334	29,7
2008	36,3	79,9	24	20,9	6 586	69,8
2009	76,4	64,6	13	11,9	7 528	40,2

Notes :

- 1) Produit brut ne tenant pas compte des frais relatifs à l'émission d'actions et de toutes les incidences fiscales et tenant compte des achats d'actions ordinaires dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.
- 2) Les « fonds provenant de l'exploitation » sont une mesure non conforme aux PCGR.

Les capitaux propres de départ ont été levés en juin 2004 grâce à un placement privé permettant de réaliser un produit brut d'environ 14,8 millions de dollars. Après cette capitalisation initiale, la Société a obtenu le contrat d'affermage à l'égard de certains terrains appartenant à ExxonMobil dans le secteur Harmattan du sud-ouest de l'Alberta. Le contrat d'affermage pour le secteur Harmattan a été signé en avril 2005 et cinq puits d'engagement ont été creusés. Après le succès initial de ces puits et d'un sixième puits creusé sur un terrain de la Couronne, un autre financement par actions a été réalisé en 2005 pour un produit brut d'environ 30,3 millions de dollars. Ces fonds ont été affectés au maintien des activités de forage sur les terrains d'affermage du secteur Harmattan ainsi que sur des terrains additionnels achetés dans le cadre de ventes effectuées par la Couronne. À la fin de 2005, la Société produisait 35 bep/j à un puits du secteur Harmattan.

Bon nombre de raccordements de pipeline ont été réalisés au début de 2006 afin d'augmenter la production de la Société à plus de 700 bep/j à partir de quatre puits du secteur Harmattan. D'autres financements ayant eu lieu en 2006 pour un produit brut d'environ 25 millions de dollars ont permis de financer le forage, l'achèvement des travaux et la construction d'un pipeline pour le programme en cours dans le secteur Harmattan et pour le programme initial à Ferrier. À la fin de 2006, la Société avait creusé 31 puits bruts (26,7 puits nets) et produisait plus de 3 500 bep/j grâce à 11 puits dans le secteur Harmattan et 11 puits raccordés.

La Société a ensuite creusé 19 puits bruts (16,6 puits nets) en 2007 pour porter le total de l'entreprise à 50 puits bruts creusés (43,3 puits nets) depuis sa création. La production s'établissait en moyenne à 3 334 bep/j en 2007. La Société a terminé l'année à un rythme stable de 4 800 bep/j produits par 28 puits, alors que 80 % de la production provenait du secteur Harmattan et 20 % de la production était attribuable au secteur Ferrier. D'importants pipelines secondaires ont été construits dans les secteurs Harmattan et Ferrier en 2007 moyennant une participation directe de 100 %, ce qui a permis de contrôler la production

et de bénéficier de cycles de raccordement efficaces de moins de 90 jours, en moyenne, pour les forages suivants. Ces pipelines coûtent environ 7 millions de dollars, soit 13 % de l'ensemble des dépenses en immobilisations pour 2007. La Société a réalisé un financement par actions en décembre 2007 pour un produit brut d'environ 8,9 millions de dollars afin de maintenir un ratio d'endettement par rapport au flux de trésorerie inférieur à 1,0.

En 2008, la Société a creusé 24 puits bruts (20,9 puits nets) moyennant une participation directe moyenne de 87 % à un taux de réussite net de 74 %, ce qui a porté le total de l'entreprise à 74 puits bruts creusés (64,2 puits nets) depuis sa création. Le secteur Harmattan a fourni environ les deux tiers de la production de la Société en 2008 alors que 14 puits bruts (12,9 puits nets) ont été creusés dans ce secteur au cours de l'année à un taux de réussite net de 74 %. Le taux de production de la Société à la fin de l'année dans ce secteur était supérieur à 4 900 bep/j provenant de 39 puits. Le secteur Ferrier a augmenté sa part à un tiers de la production totale de l'entreprise en 2008 grâce au forage de 10 puits bruts (8,0 puits nets) assortis d'un taux de réussite net de 75 %. La production de ce secteur était supérieure à 2 600 bep/j provenant de 14 puits. La Société a maintenu sa croissance en 2008 grâce à une production moyenne annuelle de 6 586 bep/j et elle a produit en moyenne 7 628 bep/j au quatrième trimestre. En juin 2008, Angle Energy a réalisé un premier appel public à l'épargne et a inscrit les actions ordinaires à la cote de la TSX. Angle Energy a recueilli environ 31 millions de dollars dans le cadre de cette opération.

Le 18 décembre 2008, Angle Energy a réalisé un placement privé par l'intermédiaire d'un courtier visant 1 888 000 actions ordinaires, émises sous forme accréditive conformément à la LIR, au prix de 5,30 \$ l'action pour un produit brut d'environ 10 millions de dollars, ce qui comprenait l'option de surallocation visant 567 000 actions exercée avant la clôture. Angle Energy a affecté le produit tiré de ce placement au financement de son programme d'exploration, surtout dans le secteur Deanne dans le centre-ouest de l'Alberta, et au maintien de sa souplesse financière pour pouvoir tirer profit d'occasions d'acquisition potentielle.

Faits nouveaux en 2009

En 2009, la Société a creusé 13 puits bruts (11,9 puits nets) moyennant une participation directe moyenne de 92 % à un taux de réussite net de 66 %, ce qui a porté le total de l'entreprise à 87 puits bruts creusés (76,1 puits nets) depuis sa création. Le secteur Harmattan a fourni environ les deux tiers de la production de la Société en 2009 grâce aux deux puits bruts (2,0 puits nets) creusés dans ce secteur au cours de l'année à un taux de réussite net de 100 %. Le taux de production moyen de la Société dans ce secteur s'élevait à 4 900 bep/j provenant de 42 puits. Le secteur Ferrier a fourni le tiers de la production totale de l'entreprise en 2009 grâce au forage de six puits bruts (4,9 puits nets) à un taux de réussite net de 80 %. La production moyenne provenant de cette région s'établissait à 2 615 bep/j provenant de 30 puits. La Société a maintenu sa croissance en 2009 grâce à une production annuelle moyenne de 7 528 bep/j, ce qui constitue une augmentation de 14 % par rapport à 2008.

Le 8 mai 2009, Angle Energy a conclu une convention d'achat et de vente avec une société ouverte du secteur du pétrole et du gaz naturel en vue d'acquérir certains actifs productifs et une participation dans les installations connexes et un terrain non mis en valeur, en plein milieu du secteur Ferrier d'Angle Energy, pour un prix d'achat total en espèces d'environ 22,5 millions de dollars, sous réserve de rajustements à la clôture. Les actifs, au moment de l'achat, se composaient d'environ 550 bep/j, de 7 430 acres nets de terrain (dont 3 350 acres nets n'étaient pas mis en valeur) et d'une participation de cessionnaires de 25 % dans un pipeline collecteur de gaz naturel et une usine de compression. Les actifs acquis sont voisins des installations de production existantes de la Société dans le secteur et constituent un complément à celles-ci.

La clôture de l'opération a eu lieu le 1^{er} juin 2009, mais elle a pris effet le 1^{er} avril 2009. Les quantités acquises à la date de clôture de l'acquisition se limitaient à 140 bep/j des 550 bep/j en raison d'un incendie qui s'est déclenché au complexe Everdell de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée tard

dans la soirée du 25 mai 2009. La Pétrolière Impériale a déclaré un cas de force majeure et a avisé Angle Energy en juin 2009 que la réparation de l'usine et son redémarrage n'étaient pas prévus pour 2009. Par conséquent, la Société a transféré la production à une usine dont elle est propriétaire et les activités de traitement ultérieures, au complexe Keyera Strachan, ce qui a permis de récupérer entièrement les quantités prévues dans le cadre de l'acquisition à la fin de septembre 2009. L'acquisition de Ferrier ne constitue pas une « acquisition significative » pour la Société conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*.

Le 21 mai 2009, le complexe Altagas Harmattan (l'« **usine** »), situé à environ 80 kilomètres au nord-ouest de Calgary, près de la ville de Sundre, en Alberta, a subi d'importantes contraintes en raison d'une défaillance du stabilisateur de condensat de l'usine. Par conséquent, Angle Energy a réduit la production à l'entrée de l'usine à 27 % de la capacité normale de cette installation. La reprise des activités normales a eu lieu le 24 mai 2009. Cette panne a eu pour effet de réduire la production d'Angle Energy d'environ 150 bep/j au deuxième trimestre de 2009.

Acquisitions significatives

Le 20 novembre 2009, Angle Energy et Stonefire, société alors inscrite à la cote de la Bourse de croissance TSX, ont conjointement annoncé qu'elles avaient conclu une convention d'acquisition (la « **convention de Stonefire** ») aux termes de laquelle Angle Energy a présenté une offre en vue d'acquérir la totalité des actions en circulation de Stonefire (l'« **acquisition de Stonefire** ») pour un prix d'achat de 2,00 \$ par action de catégorie A et 10,00 \$ par action de catégorie B. Le 12 janvier 2010, Angle Energy a acquis la totalité des titres émis et en circulation de Stonefire par voie d'offre publique d'achat et d'une acquisition forcée ultérieure en vertu de l'ABCA visant les actions restantes qui n'avaient pas été déposées en réponse à l'offre d'Angle Energy. Dans le cadre de l'acquisition de Stonefire, Angle Energy a acquis un ensemble d'actifs dans la grande région d'Edson dans le centre-ouest de l'Alberta. Les installations acquises respectent la tradition de haute qualité des actifs d'Angle Energy et avaient les caractéristiques suivantes en date du 20 novembre 2009, date de l'annonce :

- production d'environ 1 225 bep/j, composée de gaz naturel à 70 %, de pétrole brut léger à 15 % et de liquides de gaz naturel à 15 %;
- la production provient d'une participation directe élevée et Stonefire en est l'exploitant; la participation directe dans la production et les terrains non mis en valeur se situe à 79 % et à 73 %, respectivement;
- au 1^{er} septembre 2009, les réserves prouvées s'établissaient à 3,4 Mbep et les réserves prouvées et probables s'établissaient à 6,4 Mbep. La durée de production des réserves prouvées a été établie à 7,6 ans et celle des réserves prouvées et probables, à 14,3 ans;
- les frais d'exploitation sont inférieurs à 4,60 \$ par bep (moins de 6,00 \$ par bep incluant le transport), alors qu'environ 75 % de la production est traitée à une usine de gaz naturel qui appartient à la société;
- les terrains non mis en valeur ont une superficie de 20 000 acres nets et une valeur interne de 5,5 millions de dollars;
- le portefeuille de sites d'intérêt sur les terrains de Stonefire est bien garni, alors qu'on y compte plus de 30 sites horizontaux potentiels et plus de 20 possibilités d'achèvement des travaux dans des trous existants. Les terrains de Stonefire sont répartis sur 60 sections brutes assorties d'une participation directe moyenne d'environ 73 % comportant seulement des puits verticaux creusés jusqu'à maintenant.

La contrepartie totale qu'Angle Energy a payée pour Stonefire s'élevait à environ 75 millions de dollars, qui comprenait la prise en charge d'une dette nette d'environ 28,4 millions de dollars et les frais liés à l'opération. L'acquisition de Stonefire constitue une « acquisition significative » pour la Société conformément au *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*. La Société a l'intention de déposer une déclaration d'acquisition d'entreprise (Annexe 51-102A4) dans les délais prescrits.

Nominations au sein de la direction

Le 8 avril 2009, Angle Energy a annoncé plusieurs changements au sein de la direction et des nominations au sein de son équipe de direction. M^{me} Heather Christie-Burns a été nommée présidente tout en conservant son poste de chef de l'exploitation. Elle est devenue responsable des principales décisions concernant l'exploitation et l'orientation générale de la Société et les communications avec les actionnaires et le public. M. Gregg Fischbuch est principalement responsable du développement de zones productives possibles ainsi que de la planification stratégique de l'entreprise et maintiendra ses fonctions de chef de la direction. De plus, le 8 avril 2009, M. Matthew Mazuryk a été nommé vice-président, Ingénierie et, le 28 septembre 2009, Graham Cormack a été nommé vice-président, Exploitation.

Nouvelles facilités de crédit

Le 17 avril 2009, Angle Energy a procédé à la clôture de sa nouvelle facilité bancaire consortiale. Cette facilité de crédit consentie renouvelable se composait d'une facilité consortiale renouvelable à échéance reportable de 70 millions de dollars et d'une facilité d'exploitation renouvelable à échéance reportable de 10 millions de dollars, offrant ainsi à la Société d'améliorer sa souplesse financière pour lui permettre de poursuivre le développement de ses principaux secteurs et de trouver d'autres occasions de croissance et acquisitions stratégiques. Après la mise en place de cette facilité de crédit, elle a été modifiée conformément à une entente datée du 14 décembre 2009. La modification a été apportée en deux étapes. D'abord, le 14 décembre 2009, le montant de la facilité consortiale a été augmenté à 88 millions de dollars et, ensuite, le 12 janvier 2010, à la satisfaction de certaines conditions concernant l'acquisition de Stonefire, le montant de la facilité consortiale a été augmenté à 110 millions de dollars. Le montant de la facilité de crédit est assujéti à la vérification de la base d'emprunt deux fois par année par les prêteurs, surtout fondée sur les réserves et le prix des marchandises évalués par les prêteurs ainsi que d'autres facteurs. En mars 2010, l'examen semestriel a été achevé et la facilité de crédit renouvelable consortiale d'Angle Energy sera augmentée à un total de 120 millions de dollars.

Placements d'actions

Le 26 mai 2009, Angle Energy a réalisé un placement privé par l'entremise d'un courtier de 6 666 724 bons de souscription spéciaux à un prix de 4,50 \$ par bon de souscription spécial pour un produit brut d'environ 30 millions de dollars, qui comprenait une option de surallocation visant 2 222 224 bons de souscription spéciaux qui a été exercée avant la clôture. Chaque bon de souscription spécial donnait à son porteur le droit de recevoir une action ordinaire du capital de la Société à l'exercice réel ou réputé du bon de souscription spécial.

Le 2 juin 2009, la Société a obtenu un visa définitif dans le cadre du dépôt d'un prospectus simplifié définitif autorisant le placement de 6 666 724 actions ordinaires devant être émises à l'exercice réel ou réputé des bons de souscription spéciaux. Les bons de souscription spéciaux sont réputés avoir été exercés le 9 juin 2009, entraînant ainsi l'émission de 6 666 724 actions ordinaires. Le produit tiré du placement des bons de souscription spéciaux a été principalement affecté au financement de l'acquisition de Ferrier décrite ci-dessus et, dans une moindre mesure, aux activités de forage à Ferrier.

Le 15 décembre 2009, Angle Energy a conclu un appel public à l'épargne visant 7 535 000 actions ordinaires à un prix de 5,85 \$ l'action ordinaire pour un produit brut d'environ 44,1 millions de dollars, qui comprenait une option de surallocation visant 685 000 actions ordinaires qui a été exercée avant la

clôture. De plus, le 15 décembre 2009, Angle Energy a émis 107 500 actions ordinaires dans le cadre d'un placement privé sans courtier à un prix de 5,85 \$ l'action pour un produit brut de 628 875 \$. Le produit tiré de ces émissions d'actions a été affecté au financement de l'acquisition de Stonefire en janvier 2010.

Au total, la Société a obtenu des capitaux par voie de placements d'actions privés et publics et a recueilli environ 191,7 millions de dollars (produit brut) jusqu'à maintenant depuis sa création, en 2004. Au 31 décembre 2009, Angle Energy avait investi 287,4 millions de dollars dans des terrains et du matériel financés par un ensemble de prêts bancaires, de produits nets tirés de l'émission d'actions ordinaires et d'autres titres comme des bons de souscription, ainsi que des flux de trésorerie provenant de l'exploitation.

Programme de dépenses en immobilisations prévues pour 2010

Le 20 novembre 2009, Angle Energy a annoncé son programme de dépenses en immobilisations élargi pour 2010. Angle Energy dispose d'un ensemble d'actifs productifs de haute qualité assortis de plus de 180 sites de forage avec participation directe élevée non conditionnelle misant sur du gaz naturel riche en liquides dans les formations Wabamun, Elkton, Ellerslie, Notikewin, Falher et Mannville et sur le pétrole brut léger dans les zones Cardium et Pekisko. En 2010, Angle Energy vise à étendre considérablement ses projets de forage et de dépenses en immobilisations par rapport au niveau de 2009 par suite des succès récents en matière d'exploration dans le secteur Lone Pine Creek, le projet de pétrole léger Cardium d'Angle Energy à Ferrier et d'autres occasions. De plus, les capitaux seront affectés au portefeuille élargi de sites d'intérêt liés à l'acquisition de Stonefire.

La Société a approuvé un budget de dépenses en immobilisations pour 2010 se situant entre 94 et 96 millions de dollars, y compris les crédits qu'elle prévoit recevoir dans le cadre du programme d'encouragement au forage de la Couronne, mais excluant le coût de l'acquisition de Stonefire, qui devrait s'élever à environ 75 millions de dollars. Parmi les faits saillants du programme de dépenses en immobilisations élargi de la Société, qui comprend l'acquisition de Stonefire, figure le forage d'un maximum de 33 puits bruts au cours de 2010, dont 75 % d'entre eux devraient être des puits horizontaux. Par secteur, le forage comprend un maximum de 12 puits horizontaux à Lone Pine Creek (Wabamun), un maximum de six puits horizontaux à Harmattan (Elkton et Mannville), un maximum de neuf puits horizontaux et verticaux à Ferrier (Ellerslie et Cardium) et un maximum de six puits horizontaux dans la grande région d'Edson acquise (Notikewin et Falher). Des neuf puits prévus à Ferrier, six puits horizontaux seront à la recherche de pétrole léger dans la formation Cardium. En tenant compte de l'acquisition de Stonefire, Angle Energy prévoit que ce programme de dépenses en immobilisations élargi fera augmenter la production au niveau des 10 000 bep/j au cours du deuxième semestre de 2010.

Vers la fin de 2009, la Société a entamé la transition des techniques de forage et de conditionnement conventionnelles vers le forage horizontal et les techniques multifractales émergentes relatives au conditionnement afin d'augmenter la récupération et la productivité du vaste portefeuille d'actifs d'Angle Energy. Le forage d'exploration de la Société dans le secteur Lone Pine Creek a été concluant; il devrait permettre de passer au forage de développement horizontal dès 2010. De plus, la Société a eu du succès à son premier forage horizontal dans les sables comportant du pétrole léger dans la zone Cardium de Ferrier. Grâce à cette réussite, Angle Energy prévoit miser davantage sur le forage de pétrole léger à Ferrier et à Harmattan en 2010.

Angle Energy a des participations directes élevées, un contrôle sur les infrastructures et sur l'exploitation à l'égard de pratiquement tous les secteurs où elle a des projets, ce qui permettra à la Société de gérer et de rajuster rapidement ses plans de dépenses en immobilisations au besoin en réponse à un changement important du prix des marchandises.

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Dispositions générales

Angle Energy est un producteur orienté sur la croissance et axé sur l'exploration, qui cible surtout des régions situées en Alberta.

Objectif et stratégie d'affaires

Le succès d'Angle Energy est principalement attribuable à la planification financière stratégique et à l'accent mis sur la structure du capital. La Société a toujours été d'avis qu'une structure du capital simple est souhaitable, que les émissions de titres de participation devraient servir de plateforme pour l'expansion des projets initiaux et que les titres de créance sont des instruments qui conviennent davantage à l'expansion à un stade ultérieur ou à des acquisitions opportunistes dans une conjoncture appropriée.

La Société préfère forer dans des régions où elle peut réaliser des projets visant plusieurs puits dans lesquels elle a une participation directe élevée et exploiter la production qui en découle. En outre, elle doit pouvoir accéder à l'infrastructure actuelle permettant de transporter et de traiter les produits extraits. Une fois qu'elle aura passé en revue puis réglé une partie ou la totalité de ces facteurs, la Société mettra en œuvre une stratégie consistant à acquérir des terrains en vue d'y forer des puits par l'entremise d'achats directs de terres de la Couronne, de prises d'intérêts franches et industrielles ou encore d'acquisitions d'actifs.

Avant 2009, la Société n'a accru ses réserves qu'en forant des puits puisqu'elle n'avait acquis aucun terrain ni aucune société importante auparavant. Comme il est indiqué ci-dessus, en 2009, la Société a acheté des actifs dans la région de Ferrier et, en 2010, dans la région d'Edson dans le cadre de l'acquisition de Stonefire. Ces opérations reflètent la stratégie de la Société, à savoir rechercher activement sur le marché des occasions d'acquisition qui lui permettront d'élargir ses activités d'exploration et de mise en valeur dans des régions où la direction de la Société a prouvé sa capacité.

Même s'il est difficile de prévoir le moment auquel aura lieu une acquisition compte tenu du caractère opportuniste des acquisitions, la Société continue de rechercher activement des acquisitions qui lui procureront d'autres occasions. La Société est bien placée pour entreprendre une acquisition d'envergure grâce à sa taille et à sa santé financière.

Principaux secteurs

Le texte qui suit est une description des principaux terrains, pipelines et installations pétroliers et gaziers dans lesquels la Société a une participation. Les données sur la production figurant ci-après représentent la part de la Société des volumes vendus sans tenir compte des redevances. Outre les terrains que détenait la Société le 31 décembre 2009, les principaux terrains, pipelines et installations que la Société a acquis dans le cadre de l'acquisition de Stonefire le 12 janvier 2010 sont également décrits ci-après.

Harmattan, Alberta

Harmattan est situé à environ 80 kilomètres au nord-ouest de Calgary, près de la ville de Sundre, en Alberta. Environ 65 % de la production d'Angle Energy en 2009 provenait de ce secteur. Ainsi, ce secteur représentait également environ 15 % des activités d'immobilisations de la Société en 2009. Il s'agit des premiers actifs d'Angle Energy dont la mise en valeur a débuté au début de 2005 moyennant un contrat d'affermage stratégique conclu avec ExxonMobil permettant d'avoir accès à 60 parcelles de terrain en contrepartie d'un engagement à l'égard de 12 puits. Le secteur de Harmattan d'Angle Energy offre plusieurs avantages d'exploitation, dont un accès à longueur d'année, une profondeur de forage moyenne

(environ 2 500 mètres ou moins) et des cibles de gisements prouvés commercialement productifs superposées traversant plusieurs zones. Le secteur renferme d'énormes nappes de gaz naturel et dispose de plusieurs grandes usines de traitement du gaz sous-utilisées qui offrent des tarifs de traitement très concurrentiels. La production dans ce secteur est largement attribuable aux sables de profondeur moyenne de Mannville ou à des cibles légèrement plus profondes dans la formation carbonatée Elkton, ces deux formations étant composées essentiellement de gaz naturel avec une forte teneur en LGN dérivés. Angle Energy est propriétaire de données sismiques en deux dimensions sur 307 kilomètres et en trois dimensions sur 374 kilomètres carrés, ou a accès à celles-ci, qui seront utiles dans le cadre de projets futurs de mise en valeur et d'exploration dans le secteur.

Au 31 décembre 2009, la Société avait creusé 56 puits bruts (51,7 puits nets) dans le secteur Harmattan. Au 31 décembre 2009, les terrains de la Société dans le secteur Harmattan avaient une superficie de 55 302 acres nets contrôlés et disposaient de 11 435 kbep de réserves prouvées et probables dans lesquelles Angle Energy a une participation. La production au cours du quatrième trimestre de 2009 s'est établie en moyenne à 4 500 bep/j provenant de 42 puits. En 2009, Angle Energy a creusé deux puits bruts (2,0 puits nets) dans le secteur de Harmattan et les deux puits ont été couronnés de succès. La Société est propriétaire de systèmes de collecte du gaz naturel de 79 kilomètres, d'une installation pouvant traiter 20 Mpi³/j de gaz naturel dans le secteur assortie d'une participation directe moyenne de 96 % dans les volumes produits et d'une participation de près de 100 % dans l'exploitation. L'installation de systèmes de collecte du gaz naturel, qui a été achevée à la fin de 2007, permet à Angle Energy de raccorder rapidement les puits fructueux et de transporter la production aux installations de traitement intermédiaires, ce qui lui permet d'assurer le contrôle de l'exploitation. La première réussite de la Société en 2005 dans le membre Ellerslie a permis de délimiter une nappe d'environ la taille d'un canton au moyen d'un concept de déviation fondé sur l'historique de la diagraphie des puits. Plus tard cette année-là, la Société a découvert une nappe Elkton d'envergure. La nappe B de Mannville a été découverte en mars 2008 dans le cadre de forages de délimitation qui ont eu lieu tout au long de l'année. Il s'agit également d'une vaste nappe de la taille d'un canton qui produit principalement du gaz naturel riche en liquides et du pétrole brut léger non sulfuré. Ce sont des réservoirs de haute qualité profonds comme un bassin, comprenant des LGN entraînés, aucune quantité d'eau utile et une courbe de déclin prévisible, donnant lieu à une production à long terme de haute qualité.

À l'heure actuelle, la Société dispose de 85 à 180 emplacements de forage à participation directe élevée sur le terrain d'Harmattan. En 2010, la Société prévoit creuser six puits horizontaux moyennant un coût total de forage jusqu'au raccordement de 3,5 millions de dollars par puits.

Ferrier, Alberta

Situé à environ 12 kilomètres au sud de Rocky Mountain House, en Alberta, Ferrier constitue le deuxième terrain exploité en importance d'Angle Energy et a connu une croissance rapide depuis le début de son exploitation en 2006. Les cibles dans ce secteur comprennent les formations Ellerslie, Glauconitic et Ostracod. Angle Energy contrôle l'infrastructure qu'elle utilise dans ce secteur à prédominance en gaz naturel et, tout comme à Harmattan, le gaz comporte une teneur élevée en LGN sans quantité d'eau utile.

Les premiers pas dans ce secteur ont été faits aux termes d'un contrat d'affermage conclu en 2006 visant 3,5 parcelles de terrain appartenant à une grande société d'exploration et de production alors que d'autres terrains ont été achetés dans le cadre de ventes effectuées par la Couronne. Le forage dans le secteur a commencé en mai 2005 et les principales infrastructures ont été achevées en octobre 2007, ce qui a permis d'entamer la production en novembre 2007 et de la porter à 20 % de la production totale d'Angle Energy en décembre 2007. Cinq puits étaient en fonction dans ce secteur à la fin de l'année 2007 et ils y produisaient à un taux global de 1 000 bep/j.

Grâce à une série de succès et à des gains de production en 2008, Ferrier est devenu un secteur important pour Angle Energy, puisqu'il représentait le tiers de la production de l'entreprise. À la fin de 2007, la

Société a creusé une extension importante à une nappe de gaz naturel existante de 60 Gpi³ dans un réseau d'Ellerslie et, au début de 2008, elle a encore élargi la nappe par le forage de deux autres puits. Pendant les activités de forage qui ont eu lieu au troisième trimestre de 2008, Angle Energy a prolongé un réseau d'Ostracod et poursuit ses efforts sur ces deux réseaux remplis de gaz naturel riche en liquides. En juin 2009, Angle Energy a acquis certains actifs productifs et une participation dans les installations connexes ainsi qu'un terrain non mis en valeur dans le principal secteur Ferrier d'Angle Energy. L'actif acquis complète la production existante d'Angle Energy dans le secteur et y est adjacent. Au 31 décembre 2009, les terrains de la Société à Ferrier avaient une superficie de 29 392 acres nets contrôlés et des réserves prouvées et probables de 6 556 kbep dans lesquelles Angle Energy a une participation. La production au cours du quatrième trimestre de 2009 s'est établie en moyenne à 2 896 bep/j provenant de 30 puits, laquelle est transportée au moyen des pipelines collecteurs et des compresseurs de la Société jusqu'à une usine intermédiaire de traitement du gaz naturel. La production que tire Angle Energy de ce secteur très concurrentiel est composée à 72 % de gaz naturel, à 28 % de LGN et d'une petite quantité de pétrole brut léger. En 2009, la Société a creusé six puits bruts (4,9 puits nets) dans la région de Ferrier et cinq puits bruts (3,9 puits nets) ont été couronnés de succès, pour un taux de réussite de 80 %. Un important projet de compression a été achevé en octobre 2008 permettant de produire 18 Mpi³/j de gaz brut et pouvant être facilement agrandi en vue d'augmenter la production future dans le secteur.

À l'heure actuelle, Angle Energy dispose de 35 à 90 emplacements de forage sur le terrain de Ferrier. En 2010, Angle Energy prévoit creuser un total de neuf puits dans le secteur Ferrier et, au premier trimestre de 2010, elle prévoit creuser un puits ciblant le cordon sableux de remplissage d'Ellerslie et trois puits horizontaux ciblant les sables comportant du pétrole léger de Cardium.

Lone Pine Creek, Alberta

Le secteur Lone Pine Creek, qui a été acquis dans le cadre d'un contrat d'affermage conclu avec ExxonMobil et d'achats sélectifs de terres de la Couronne, est situé à 20 kilomètres à l'est de l'important secteur Harmattan de la Société. Angle Energy vise à étendre les nappes de gaz naturel Wabamun de Lone Pine Creek, qui ont par le passé produit un total cumulatif de 500 Gpi³ de gaz depuis leur découverte au milieu des années 1950, dans des zones sous-explorées au nord et au sud. L'équipe technique d'Angle Energy a déjà eu du succès dans le prolongement de l'une de ces nappes au sud.

Le secteur Lone Pine Creek se compose d'un terrain d'une superficie de 27 882 acres nets contrôlés assortis d'une participation directe de 100 % dont la production initiale a commencé au quatrième trimestre de 2009. L'équipe technique de la Société a fait appel à une grande quantité de données historiques sur la production, des données sismiques en deux dimensions sur 30 kilomètres et en trois dimensions sur 304 kilomètres carrés, ainsi que des données sur les pressions afin de définir cette zone d'intérêt. La nappe existante est un réservoir de haute qualité auquel sont rattachés des puits individuels prolifiques, mais ne renferme qu'environ 5 % de gaz H₂S à des profondeurs cibles de 2 200 mètres, et devrait produire 20 b/j de LGN par Mpi³ de gaz naturel produit.

Angle Energy a entamé le forage d'exploration à Lone Pine Creek au troisième trimestre de 2009. Le premier puits, situé dans le secteur le plus au sud des terrains qui appartiennent à la Société et qu'elle contrôle, a été creusé verticalement et est parvenu à une couche rentable de 12 mètres à porosité moyenne de 6 % dans la formation Crossfield Wabamun. Les pressions qui ont été mesurées dans le réservoir sont élevées et les résultats étaient encourageants puisqu'ils démontraient la présence d'un réservoir chargé de gaz naturel. La faiblesse de la perméabilité démontrée par l'essai de débit, combinée à l'épaisse couche rentable rencontrée, indiquait que l'exploitation par forage horizontal constituerait la solution à retenir pour les terrains adjacents. Au cours du quatrième trimestre de 2009, le deuxième puits d'exploitation de la Société, situé aux confins nord du bloc de terrain, a constitué une réussite de forage horizontal achevé par un lavage à l'acide et a ensuite été raccordé. En décembre 2009, Angle Energy a creusé le deuxième puits horizontal qui a été achevé en février 2010. Une fracturation à l'acide en plusieurs étapes a été

employée dans le processus de conditionnement, ce qui a permis d'obtenir un bien meilleur débit que n'aurait fourni la technique de lavage à l'acide. En février 2010, la Société a creusé deux autres puits horizontaux dans le secteur.

Le secteur compte quatre grandes usines de gaz naturel disposant d'une capacité de traitement excédentaire considérable. Ainsi, Angle Energy a eu des discussions avec plusieurs parties concernant la possibilité de raccorder sa future production.

En raison de la nature potentiellement corrosive du gaz naturel dans ce secteur, la Société continue de se pencher de façon proactive sur les questions de sécurité dans le cadre de consultations sur l'environnement et avec la collectivité afin de s'assurer que les activités soient exercées de façon sécuritaire. Le secteur visé par le projet se compose de plus de 50 parcelles de terrain contiguës assorties d'une participation directe de 100 % où il sera possible de creuser de 30 à 40 puits (un puits par parcelle), ce qui représente environ trois années de travaux de mise en valeur. Angle Energy a inclus dans son budget 12 puits horizontaux de gaz naturel à Wabamun dans le secteur visé par le projet en 2010, dont quatre devraient être creusés au cours du premier trimestre de 2010 moyennant un coût total du forage au raccordement de 3,5 millions de dollars par puits.

Edson, Alberta

Le secteur Edson, y compris les régions productives Edson, Bronson et McLeod, est situé à environ trois kilomètres à l'est de la ville d'Edson, en Alberta. Ces terrains, qui ont été acquis au début de janvier 2010 dans le cadre de l'achat de Stonefire, comportent une production visée par une participation directe élevée et un terrain non mis en valeur ainsi qu'une infrastructure détenue en propriété et contrôlée. Cette acquisition complète la stratégie d'exploitation d'Angle Energy axée sur les secteurs où elle peut être propriétaire de ses installations et les exploiter, où les usines de traitement du gaz naturel disposent d'une capacité excédentaire et où les coûts de traitement sont avantageux. La région d'Edson constituera l'un des principaux secteurs où Angle Energy mettra l'accent sur la mise en valeur en 2010.

Le secteur Edson se compose de terrains d'une superficie de 27 928 acres nets contrôlés assortis d'une participation directe de 72 % et représentera au départ 1 100 bep/j de la production totale de la Société. Le secteur a un potentiel d'exploitation de ressources prouvé au moyen de puits horizontaux conditionnés par technique de fracturation en plusieurs étapes dans plusieurs réservoirs de gaz naturel non sulfurés riches en liquides, notamment ceux de Cardium, Notikewin, Falher, Bluesky et Rock Creek. Les travaux continus de mise en valeur et d'exploration seront facilités par des données sismiques en deux dimensions sur 189 kilomètres et en trois dimensions sur 36 kilomètres carrés. À ce jour, l'exploration a été effectuée au moyen de puits verticaux, mais au premier trimestre de 2010, Angle Energy a commencé à creuser son premier puits horizontal dans le secteur. Les puits atteignent une profondeur verticale de 1 800 à 2 400 mètres, soit une fourchette similaire aux profondeurs de forage à Harmattan. L'infrastructure dont la Société est propriétaire peut être agrandie afin d'accommoder la croissance future de la production. Angle Energy a une participation de 100 % dans une usine de gaz naturel produisant 5,5 Mpi³/j (1 000 bep/j) à Edson qui traite environ 75 % de la production actuelle de la Société dans le secteur. La capacité de l'usine est en voie d'être portée à 17 Mpi³/j afin de pouvoir répondre aux besoins futurs de la production moyennant un coût d'environ 2,5 millions de dollars.

Angle Energy a établi un vaste portefeuille d'occasions de forage sur les terrains de Edson composé de 25 à 35 emplacements horizontaux et de plus de 20 occasions de conditionnement dans les puits actuels. Le coût de forage, de conditionnement et de raccordement des puits verticaux dans le secteur s'élève à environ 1,8 million de dollars alors que les taux de production initiaux se situent dans la fourchette de 100 à 150 bep/j et les réserves récupérables par puits sont d'environ 1,5 Gpi³. Les puits horizontaux dans le secteur sont creusés moyennant un coût total du forage au raccordement d'environ 3,5 millions de dollars assortis de taux de production initiaux d'environ 250 bep/j et de réserves récupérables de 2 à 4 Gpi³ par

puits. En 2010, Angle Energy prévoit creuser un total de six puits horizontaux dans le secteur Edson et, au premier trimestre de 2010, elle prévoit creuser deux puits visant les zones Notikewin et Cardium.

Projets émergents

Deanne, Alberta

La zone d'intérêt d'exploration Deanne est située à environ 24 kilomètres au sud-ouest de Rocky Mountain House, en Alberta, et elle vise principalement la partie sud-ouest de la barrière Hoadley, vaste bassin profond glauconieux qui a produit, par le passé, d'importantes réserves. La zone d'intérêt est située à environ 3 600 mètres de profondeur. Il y a deux usines de traitement de gaz naturel d'une capacité disponible de 20 Mpi³/j à deux ou trois kilomètres de cette zone d'intérêt.

À Deanne, les cibles prévues de réserves récupérables sans risque se situent entre trois et 15 Gpi³. En raison de la profondeur du forage et d'un réservoir surpressurisé, chaque puits coûte environ 4,0 millions de dollars à creuser et 3,0 millions de dollars à conditionner. En 2010, Angle Energy ne prévoit pas effectuer d'autres tests d'exploration sur ce terrain en raison des coûts liés à la profondeur de forage et au prix prévu du gaz naturel.

Pembina, Alberta

Le terrain de la Société à Pembina est situé à 60 kilomètres au nord du secteur exploité de Ferrier. À Pembina, Angle Energy cible principalement les sables Nordegg, réservoirs conventionnels de gaz naturel à profondeur moyenne où les puits produisent habituellement au départ au moins 1 Mpi³/j. En 2009, des concurrents avaient également l'œil sur les sables bitumineux Cardium. L'infrastructure de collecte et les installations du traitement du gaz naturel en place disposent d'une capacité de traitement disponible.

Au 31 décembre 2009, le terrain de la Société à Pembina était d'une superficie de 10 656 acres nets contrôlés et il avait été acquis dans le cadre d'une entente d'affermage et de certains achats auprès de la Couronne. Au cours du premier trimestre de 2009, Angle Energy a creusé deux puits exploratoires bruts (2,0 puits nets) et a préparé les deux puits en vue de leur conditionnement. Les sables Nordegg visés ont été atteints, mais leur perméabilité était faible et leurs mises à l'essai n'ont pas donné de résultats rentables. Les paramètres sismiques des deux puits mis à l'essai étaient différents et les deux puits constituaient des thèmes indépendants n'ayant aucune incidence sur la prospectivité du terrain. Angle Energy ne prévoit effectuer aucun autre essai d'exploration sur ce terrain en 2010, mais elle évaluera la prospectivité de ce terrain pour le potentiel pétrolier de Cardium.

Risques liés à l'exploration dans le cadre de nouveaux projets

Le forage d'exploration comporte un risque important et rien ne garantit que le forage permettra de découvrir des réserves pouvant être récupérées de façon rentable. Bien que la Société soit d'avis que son personnel a les compétences et qu'elle dispose des ressources pour atteindre ses objectifs, la participation à l'exploration et à l'exploitation du pétrole et du gaz naturel comporte un certain nombre de risques inhérents. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » pour de plus amples renseignements sur le risque lié à l'exploration.

Tendances et cycles

Les conditions du marché et les événements qui surviennent sur celui-ci, notamment les problèmes touchant les marchés internationaux du crédit et les autres systèmes financiers ainsi que la détérioration des conditions économiques mondiales en 2008 et 2009, ont donné lieu à une volatilité importante du prix des marchandises. Bien que la situation économique mondiale ait commencé à se stabiliser au cours de la deuxième moitié de 2009, les marchés du crédit et des finances des États-Unis et du monde ne se sont pas

encore rétablis. Un climat de volatilité économique accrue, de moins grandes liquidités, d'élargissement des écarts de crédit, de manque de transparence des prix, d'augmentation des pertes attribuables au crédit et de resserrement des conditions de crédit se maintient. Ces facteurs ont nui aux évaluations de la Société et auront une incidence sur le rendement de l'économie mondiale dans le futur.

La volatilité du marché des capitaux au Canada a également été touchée par des incertitudes concernant les incidences économiques qu'aura la législation relative aux changements climatiques sur le secteur d'activité par suite des modifications apportées le 22 juin 2007 à la LIR (les « **modifications relatives aux EIPD** ») concernant les fiducies de revenu et les autres entités intermédiaires de placement déterminées (les « **EIPD** »), de la proposition du 25 octobre 2007 du gouvernement de l'Alberta portant sur le nouveau régime de redevances (le « **nouveau régime de redevances** ») et des changements subséquents touchant les taux de redevances maximums sur le pétrole et le gaz naturel classiques et des nouvelles courbes de redevances devant être mises en place dans le cadre de la réponse du 11 mars 2010 du gouvernement de l'Alberta à son rapport *Competitiveness Review* (le « **rapport** »). L'ensemble des incidences du nouveau régime de redevances et du rapport n'est pas encore complètement connu et variera d'une société à l'autre selon le pourcentage de sa production en Alberta, la composition de ses marchandises et les profondeurs de la production, notamment. Les effets combinés du nouveau régime de redevances et du rapport peuvent également avoir une incidence sur la volonté des investisseurs d'investir en Alberta. L'ampleur de ces incidences n'est pas encore connue.

Selon les modifications relatives aux EIPD, les EIPD devront payer un impôt à des taux s'apparentant à ceux qui s'appliquent aux sociétés à compter de janvier 2011, dans la mesure où l'EIPD ne connaît qu'une « croissance normale » sans « expansion injustifiée » avant cette date, auquel cas l'impôt pourrait être exigé avant janvier 2011. Bien que les modifications relatives aux EIPD n'aient pas d'incidence sur le mode d'imposition d'Angle Energy, elles pourraient avoir une incidence sur la capacité d'une EIPD à acheter des actifs exploités de sociétés d'exploration et de production de pétrole et de gaz naturel (ainsi que sur le prix qu'une EIPD est disposée à payer pour en faire l'acquisition), ce qui aurait ainsi une incidence sur la possibilité que des sociétés d'exploration et de production puissent être vendues à une EIPD, opération qui constituait une stratégie de sortie clé au cours des dernières années pour les sociétés pétrolières et gazières. Cette situation pourrait constituer un avantage pour les petites et moyennes entreprises puisqu'elles pourraient faire concurrence aux EIPD pour l'acquisition de terrains pétrolières et gazifères auprès de ces producteurs. Toutefois, cette situation pourrait également limiter la capacité de ces sociétés de vendre des terrains exploités ou de mettre en œuvre une stratégie de sortie.

Les prix des marchandises devraient demeurer volatils pendant encore quelque temps en raison des incertitudes relatives à l'offre et la demande pour ces marchandises attribuables à la situation actuelle de la conjoncture économique mondiale, des mesures prises par l'OPEP et des problèmes de crédit et de liquidités non résolus à l'échelle mondiale. Une augmentation ou une baisse prolongée du prix du pétrole et du gaz naturel pourrait avoir une incidence importante sur la Société. Puisque la Société exploite un grand nombre de projets d'immobilisations, la direction est en mesure de contrôler l'échéancier des projets afin de les pondérer en fonction de ses flux de trésorerie prévus et de conserver une excellente santé financière. Il existe un lien important entre les prix des marchandises du secteur de l'énergie et l'accès à de l'équipement et du personnel. Des prix élevés des marchandises ont également une incidence sur la structure de coût des services pouvant toucher la capacité de la Société à atteindre ses objectifs de forage, de conditionnement et d'outillage. Des modifications du nouveau régime de redevances de l'Alberta mises en œuvre en janvier 2009 ont eu une incidence défavorable sur le secteur du pétrole et du gaz naturel, notamment sur la Société. Se reporter à l'annexe B – Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz – Hypothèses de prix, pour de plus amples renseignements sur ces incidences. De plus, les conditions météorologiques sont imprévisibles et peuvent entraîner des retards dans l'achèvement de projets sur le terrain.

Il est probable que, dans le futur, la Société puisse étudier la possibilité de recueillir des fonds additionnels par voie de financements par emprunt et par actions afin de réaliser pleinement ses objectifs

stratégiques et plans d'affaires. La capacité de la Société à obtenir des fonds additionnels sera tributaire de plusieurs facteurs, comme la conjoncture économique et les conditions générales du marché qui sont indépendantes de la volonté de la Société. Si la Société n'est pas en mesure d'obtenir du financement additionnel ou de l'obtenir à ces conditions favorables, elle pourrait devoir abandonner des occasions d'affaires intéressantes. Toutefois, à titre d'exploitant de la quasi-totalité de ses projets assortis d'une participation directe élevée, la Société peut s'accorder une certaine souplesse dans l'échéancier des activités pour assurer le maintien de sa santé financière. La Société s'engage à afficher un bilan solide assorti d'un programme de dépenses en immobilisations souple pouvant être rajusté afin de tirer profit d'occasions d'acquisition ou d'en tenir compte ou afin de s'adapter à un resserrement des sources de liquidités, au besoin.

Le secteur du pétrole et du gaz naturel est cyclique de nature, en raison de la volatilité du prix du pétrole et du gaz naturel comme il est décrit ci-dessus. De plus, des interruptions saisonnières des activités de forage et de construction peuvent survenir, mais elles sont prévues et on en tient compte dans l'établissement du budget et dans les prévisions.

Concurrence

Angle Energy doit se disputer les acquisitions de réserves, les baux d'exploration, les permis, les claims et le personnel qualifié avec plusieurs autres sociétés du secteur du pétrole et du gaz naturel, dont plusieurs disposent de ressources financières plus importantes que celles d'Angle Energy. Parmi les concurrents de la Société figurent de grandes sociétés intégrées de pétrole et de gaz naturel et bon nombre de sociétés indépendantes du secteur du pétrole et du gaz naturel et de producteurs et exploitants particuliers.

Quelques-uns des clients actuels et potentiels d'Angle Energy effectuent eux-mêmes l'exploration de pétrole et de gaz naturel, et les résultats de ces travaux d'exploration pourraient nuire à la capacité de la Société de vendre ou de fournir du pétrole ou du gaz naturel à ces clients dans le futur. La capacité d'Angle Energy d'obtenir des droits additionnels sur des terrains, de découvrir des réserves, de participer à des occasions de forage et de conclure des ententes commerciales avec des clients sera tributaire de la création et du maintien de liens d'affaires étroits avec ses futurs partenaires et coexploitants au sein du secteur et de sa capacité à choisir et évaluer des terrains convenables et à réaliser des opérations dans un secteur fortement concurrentiel. La vente de terrains appartenant au gouvernement provincial de l'Alberta s'effectue selon un processus de soumissions concurrentiel dans le cadre duquel la Société tente d'établir la valeur des terrains visés et présente ensuite une offre. L'accès à l'équipement sur le terrain est concurrentiel et la Société continue d'y avoir accès grâce à des ententes antérieures et à ses relations. L'embauche et la rétention du personnel technique et administratif demeurent un processus concurrentiel. Pour relever ce défi, la Société récompense les employés actuels et donne aux nouveaux employés l'occasion de participer au capital-actions de la Société. Angle Energy est d'avis que son avantage concurrentiel distinct se situe dans sa démarche scientifique et intégrée permettant de découvrir des zones prometteuses pour le forage.

Dépendance économique

La Société ne dépend pas beaucoup d'un contrat ou d'un permis, comme un contrat de vente pour la plus grande partie de ses produits ou services ou d'achat de la plus grande partie de ses produits, services ou matières premières, ni d'un contrat de franchise ou d'une licence ou une autre entente lui permettant d'utiliser un brevet, une formule, un secret commercial, un procédé ou un nom commercial dont dépendent ses activités.

Modification de contrats

La Société s'attend raisonnablement à ce qu'aucun élément de ses activités ne soit touché par la renégociation ou la fin de contrats ou de sous-contrats.

Gestion du risque lié aux prix

Les prix obtenus pour la production et les frais d'exploitation connexes sont touchés à différents degrés par des facteurs indépendants de la volonté de la direction. Parmi ces facteurs figurent notamment les suivants :

- les forces du marché mondial, dont la capacité de l'OPEP à fixer et maintenir les niveaux de production et le prix du pétrole brut;
- le climat politique, dont le risque d'hostilités au Moyen-Orient et dans d'autres régions du monde;
- l'augmentation ou la diminution de la qualité du pétrole brut et les écarts d'un marché à l'autre;
- les incidences de la fluctuation du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain sur le prix qu'obtient la Société pour son pétrole brut et son gaz naturel;
- les forces du marché nord-américain, surtout le déséquilibre entre l'offre et la demande de pétrole brut et de gaz naturel et son incidence sur le prix du pétrole brut et du gaz naturel;
- la conjoncture mondiale et nationale et les conditions météorologiques;
- les incidences de l'impôt et des régimes d'encouragement sur le risque lié au crédit;
- le prix et la disponibilité des autres types de combustible;
- les incidences des mesures de conservation d'énergie et de la réglementation gouvernementale.

Les fluctuations du prix des marchandises, les écarts de qualité et les taux de change et d'intérêt, notamment, sont indépendants de la volonté de la direction. Pour réduire une partie de ces risques, la Société examine attentivement ses activités de gestion du risque lié aux prix.

Sources de revenu

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, le gaz naturel représentait 49 % (55 % en 2008) et le pétrole et les liquides de gaz naturel représentaient 51 % (45 % en 2008) des produits d'exploitation d'Angle Energy avant le versement des redevances. La production est vendue à des intermédiaires à des points de livraison sur le champ de production ou près de celui-ci.

Facteurs saisonniers

Certains terrains du nord de l'Alberta ne sont accessibles que pendant les mois d'hiver. La majorité des terrains d'Angle Energy sont accessibles à longueur d'année, sauf au cours de l'arrêt printanier. Les principales installations auxquelles la production d'Angle Energy est traitée peuvent être fermées temporairement pour une courte durée au cours de l'année afin d'y effectuer des travaux de réparation et d'entretien.

Besoins élevés en capitaux

La Société prévoit des dépenses en immobilisations élevées en vue d'acquérir, d'explorer, de mettre en valeur et de produire des réserves de pétrole et de gaz naturel dans le futur. En cas de diminution de ses produits d'exploitation ou de ses réserves, la Société pourrait être limitée dans sa capacité à dépenser les fonds nécessaires pour entreprendre ou achever des programmes de forage futurs. Rien ne garantit que le

financement par emprunt ou par actions, ou que l'encaisse réalisée grâce aux activités, sera disponible ou suffisant pour répondre à ces besoins ou à d'autres besoins de l'entreprise ou, si un financement par emprunt ou par actions est disponible, qu'il le soit à des conditions acceptables pour la Société. De plus, les activités futures pourraient obliger la Société à modifier la structure de son capital de façon importante. Des opérations comportant l'émission de titres pourraient entraîner une dilution. L'incapacité de la Société à se procurer les capitaux nécessaires à ses activités pourrait nuire à sa situation financière, à ses résultats d'exploitation ou à ses projets. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » pour de plus amples renseignements sur les besoins en capitaux.

Employés

Au 31 décembre 2009, la Société comptait 26 employés à temps plein et trois conseillers, et elle prévoit augmenter quelque peu le nombre d'employés en 2010. Le personnel technique de la Société se charge de trouver des zones d'intérêt pour l'exploration et la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel et d'évaluer la probabilité de découvrir des hydrocarbures pouvant être récupérés de façon rentable.

Protection de l'environnement

La Société est assujettie à un ensemble de règles en matière d'environnement, tout comme ses concurrents du secteur du pétrole et du gaz naturel. Pour s'assurer que la Société s'acquitte de ses obligations sur le plan environnemental, le conseil d'administration surveille les politiques et les procédures de la Société en matière d'environnement par l'entremise d'un comité sur l'environnement, la santé et la sécurité. En 2009, la Société a adopté une politique environnementale qui engage la Société à protéger l'environnement par une planification et une mise en œuvre efficace des projets, la conservation de l'énergie et la gestion des résidus. La Société a également adopté un guide de procédures qui fournit aux employés des directives détaillées sur la façon dont ils doivent exercer les responsabilités de la Société au niveau de l'exploitation (comme la procédure à suivre en cas de déversement). En outre, la Société a embauché un responsable chargé de la conformité aux normes environnementales dont le travail consiste à s'assurer que les pratiques et les procédures de la Société soient respectées dans le cadre des activités de la Société.

Puisque les règles en matière d'environnement qui s'appliquent à la Société s'appliquent également à ses concurrents, la protection de l'environnement n'a pas eu d'incidence sur la position concurrentielle de la Société en 2009, et la Société n'a pas eu non plus à engager des coûts importants pour se plier à la protection de l'environnement ou à la réglementation hors du cours normal des activités en 2009. Pour de plus amples renseignements sur les politiques en matière d'environnement de la Société, se reporter aux rubriques « Situation dans le secteur » et « Facteurs de risque ».

Politiques sociales ou environnementales

Comme il a été indiqué, la Société applique des normes rigoureuses en matière de protection de l'environnement et dispose d'un comité sur l'environnement, la santé et la sécurité qui assure une supervision de la direction dans le domaine de l'environnement. Tous les employés qui en ont besoin reçoivent une formation sur les politiques environnementales, si ces politiques touchent leurs fonctions en particulier. La Société respecte l'ensemble de la réglementation et des directives gouvernementales. Pour de plus amples renseignements sur les politiques de la Société en matière d'environnement et de sécurité, se reporter aux rubriques « Situation dans le secteur » et « Facteurs de risque ».

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

Les tableaux suivants présentent un relevé consolidé pro forma des données relatives aux réserves d'Angle Energy et de Stonefire. Bien que l'acquisition de Stonefire n'ait été réalisée que le 12 janvier 2010, les tableaux pro forma figurant ci-après regroupent les réserves d'Angle Energy et de Stonefire telles qu'elles existaient au 31 décembre 2009. Pour de plus amples renseignements sur les réserves d'Angle Energy telles qu'elles étaient au 31 décembre 2009 sans les réserves attribuables à Stonefire, se reporter à l'annexe B – Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz. Pour de plus amples renseignements sur les réserves attribuables à Stonefire telles qu'elles étaient au 31 décembre 2009, se reporter à l'annexe E – Données relatives aux réserves et information financière concernant Stonefire.

Les termes définis utilisés pour les catégories de réserves dans la présente notice annuelle, à moins d'indication contraire, ont le sens qui leur est attribué dans le manuel COGE, comme le prévoit le Règlement 51-101. Certains termes pertinents et certains termes définis provenant du manuel COGE sont reproduits à l'annexe B – Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz.

Relevé pro forma des réserves de pétrole et de gaz en date du 31 décembre 2009

Le tableau suivant indique les réserves brutes (avant redevances) et nettes (après redevances) de pétrole brut léger et moyen (combinées) et de gaz naturel d'Angle Energy et de Stonefire estimées selon des prix prévisionnels et par type de produits :

	Pétrole brut léger et moyen (combinés)		Gaz naturel		LGN		bep	
	Brut (kb)	Net (kb)	Brut (Mpi ³)	Net (Mpi ³)	Brut (kb)	Net (kb)	Brut (kbep)	Net (kbep)
Prouvées								
Mises en valeur exploitées	443	308	43 309	32 068	4 251	2 754	11 912	8 406
Mises en valeur inexploitées	54	40	1 600	1 314	139	92	459	351
Non mises en valeur	135	112	9 204	8 169	690	514	2 359	1 987
Total des réserves prouvées	631	460	54 112	41 552	5 080	3 359	14 730	10 744
Probables	571	424	47 299	38 291	2 978	1 942	11 433	8 748
Total des réserves prouvées et des réserves probables	1 202	884	101 412	79 843	8 059	5 301	26 163	19 492

Valeurs actualisées nettes des produits d'exploitation nets futurs pro forma

Les tableaux suivants présentent, au 31 décembre 2009, les valeurs actualisées nettes des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves d'Angle Energy et de Stonefire, calculées au moyen de divers taux d'actualisation, avant et après impôt et selon des prix prévisionnels :

	Avant impôts, calculées au taux d'actualisation de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
	(en milliers de dollars) (\$)	(en milliers de dollars) (\$)	(en milliers de dollars) (\$)	(en milliers de dollars) (\$)	(en milliers de dollars) (\$)
Prouvées					
Mises en valeur exploitées	298 169	242 634	205 761	179 629	160 165
Mises en valeur inexploitées	11 048	8 611	6 940	5 734	4 827
Non mises en valeurs	56 085	40 318	30 154	23 198	18 202
Total des réserves prouvées	365 302	291 563	242 855	208 560	183 193
Probables	330 941	200 423	135 296	98 070	74 597
Total des réserves prouvées et des réserves probables	696 242	491 986	378 151	306 631	257 790

Note :

1) Comme les chiffres ont été arrondis, leur somme pourrait ne pas correspondre à leur total réel.

	Après impôts, calculées au taux d'actualisation de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
	(en milliers de dollars) (\$)	(en milliers de dollars) (\$)	(en milliers de dollars) (\$)	(en milliers de dollars) (\$)	(en milliers de dollars) (\$)
Prouvées					
Mises en valeur exploitées	265 489	217 450	185 482	162 746	145 747
Mises en valeur inexploitées	8 214	6 279	4 958	4 008	3 298
Non mises en valeurs	41 684	29 175	21 074	15 516	11 519
Total des réserves prouvées	315 387	252 903	211 514	182 270	160 564
Probables	248 326	148 656	98 875	70 374	52 380
Total des réserves prouvées et des réserves probables	563 713	401 559	310 389	252 644	212 944

Note :

1) Comme les chiffres ont été arrondis, leur somme pourrait ne pas correspondre à leur total réel.

Valeur pro forma des produits d'exploitation nets futurs

Le tableau suivant présente les divers éléments de la valeur des produits d'exploitation nets futurs, attribuable aux réserves prouvées ainsi qu'à la somme des réserves prouvées et des réserves probables calculée sans actualisation :

	Produits d'exploitation	Redevances	Frais d'exploitation	Frais de mise en valeur	Coûts d'abandon et de remise en état	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts	Impôts	Produits d'exploitation nets futurs après impôts
(en milliers de dollars)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
Prouvées	755 876	197 258	160 986	27 332	4 999	365 302	49 914	315 387
Total des réserves probables	695 963	158 216	159 685	44 862	2 259	330 941	82 614	248 326
Total des réserves prouvées et des réserves probables	1 451 839	355 475	320 671	72 193	7 257	696 242	132 529	563 713

Note :

1) Comme les chiffres ont été arrondis, leur somme pourrait ne pas correspondre à leur total réel.

Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs pro forma par groupe de production (prix et coûts prévisionnels)

Catégorie de réserves	Groupe de production	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts ³⁾ (actualisés au taux annuel de 10 %) (en milliers de dollars)	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts ³⁾ (actualisés au taux annuel de 10 %) (\$/bep)
Prouvées	Pétrole brut léger et moyen classique ¹⁾	17 189	47,60
	Gaz naturel classique ²⁾	225 666	21,74
Total des réserves prouvées		242 855	22,60
Réserves prouvées et réserves probables	Pétrole brut léger et moyen classique ¹⁾	30 140	44,89
	Gaz naturel classique ²⁾	348 011	18,49
Total des réserves prouvées et des réserves probables		378 151	19,40

Notes :

- 1) Y compris le gaz dissous et les autres sous-produits.
- 2) Y compris les sous-produits, mais à l'exclusion du gaz dissous.
- 3) Les valeurs unitaires des \$/bep sont fondées sur les réserves nettes de la Société.

DIVIDENDES

La Société n'a jamais versé de dividendes sur ses actions ordinaires. À l'heure actuelle, la Société a l'intention de conserver le bénéfice pour financer l'expansion de son entreprise et, par conséquent, elle ne prévoit pas verser de dividendes dans un avenir prévisible. La décision de verser des dividendes sur les actions ordinaires sera prise dans le futur par le conseil en fonction du bénéfice et des besoins financiers de la Société, ainsi que d'autres facteurs à considérer à ce moment-là.

DESCRIPTION DE LA STRUCTURE DU CAPITAL

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires et d'actions privilégiées, pouvant être émises en séries, dont 54 779 598 actions ordinaires et aucune action privilégiée sont émises et en circulation à la date de la présente notice annuelle.

Actions ordinaires

Les porteurs d'actions ordinaires peuvent exprimer une voix par action à toutes les assemblées des actionnaires de la Société, sauf les assemblées auxquelles seuls les porteurs d'actions d'une certaine catégorie peuvent exercer leurs droits de vote. De plus, les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir les dividendes que déclare le conseil d'administration de la Société et de recevoir les biens et les actifs restants de la Société à sa liquidation, sous réserve des droits et des privilèges prioritaires rattachés à d'autres catégories d'actions de la Société.

Actions privilégiées

Les actions privilégiées peuvent être émises à l'occasion en une ou plusieurs séries. Avant l'émission d'une série d'actions privilégiées, le conseil d'administration de la Société peut établir le nombre d'actions privilégiées devant composer la série ainsi que la désignation, les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions dont est assortie la série.

MARCHÉS POUR LES TITRES

Cours et volume des opérations

Les actions ordinaires de Angle Energy sont négociées à la TSX sous le symbole « NGL » depuis le PAPE de la Société en juin 2008. Le tableau suivant présente la fourchette des cours et le volume des opérations pour les actions ordinaires de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, publié par la TSX.

	Fourchette des cours (\$ par action)		Volume
	Haut	Bas	
Janvier	4,07	3,40	653 318
Février	3,65	3,12	1 457 685
Mars	4,10	3,03	1 222 719
Avril	3,93	3,55	1 483 075
Mai	5,05	3,76	1 441 040
Juin	4,95	4,16	1 436 445
Juillet	4,59	3,76	800 883
Août	4,67	4,25	1 945 361
Septembre	5,45	4,20	2 451 578
Octobre	5,80	5,00	1 849 653
Novembre	6,33	5,45	4 146 587
Décembre	6,83	5,74	2 153 130

VENTES OU PLACEMENTS ANTÉRIEURS

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la Société a octroyé 2 547 750 options pouvant être exercées en vue d'obtenir 2 547 750 actions ordinaires de la Société, dont les détails sont indiqués dans le tableau suivant.

Date d'octroi	Nombre et type de titres émis ¹⁾	Prix d'exercice moyen (\$)
7 août 2009	334 000 options ²⁾	4,43
7 août 2009	274 750 options ²⁾	5,30
7 août 2009	150 000 options ²⁾	6,25
7 août 2009	86 500 options ²⁾	6,44
7 août 2009	1 127 500 options	4,43
15 septembre 2009	150 000 options	5,19
28 septembre 2009	250 000 options	5,05
18 novembre 2009	100 000 options	6,00
1 ^{er} décembre 2009	75 000 options	6,02

Notes :

- 1) Chaque option donne à son porteur le droit d'acquérir une action ordinaire selon les modalités énoncées dans le régime d'options d'achat d'actions de la Société et expire cinq ans après sa date d'attribution. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Analyse de la rémunération » de la circulaire de sollicitation de procurations datée du 30 mars 2010.
- 2) Attribuées dans le cadre de la dissolution du régime de droits à la plus-value d'actions de la Société. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la rubrique « Analyse de la rémunération » de la circulaire de sollicitation de procurations datée du 30 mars 2010.

TITRES ENTIÉRCÉS ET TITRES ASSUJETTIS À DES RESTRICTIONS DE TRANSFERT

Aucun titre n'est entiercé ni assujéti à une restriction contractuelle à la libre cession.

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Administrateurs et dirigeants actuels

Les administrateurs actuels de la Société sont Gregg Fischbuch, Noralee Bradley, Clarence Chow, John Gareau, Edward Muchowski et Timothy Dunne. Chaque personne élue au poste d'administrateur de la Société demeure en fonction jusqu'à la clôture de la prochaine assemblée annuelle des actionnaires, jusqu'à l'élection ou à la nomination de son successeur ou, si cette date est antérieure, jusqu'à ce que son poste devienne vacant en conformité avec la loi de l'Alberta intitulée *Business Corporations Act* et les statuts et règlements administratifs de la Société. Les membres de la haute direction actuelle de la Société sont Gregg Fischbuch, Stuart Symon et Heather Christie-Burns; les dirigeants non membres de la haute direction sont Graham Cormack, Matthew Mazuryk, Glen Richardson, Elizabeth More et Heather Post.

Le tableau suivant présente le nom, la province et le pays de résidence de chaque administrateur et dirigeant, la date à laquelle chacun est devenu administrateur ou dirigeant de la Société, son poste principal actuel et les fonctions exercées au sein de la Société, ses principaux postes au cours des cinq dernières années et le nombre d'actions ordinaires dont chacun a la propriété véritable, directement ou indirectement, ou sur lesquelles chacun exerce une emprise au 31 mars 2010 :

Nom et province et pays de résidence et fonction auprès de la Société	Poste principal	Administrateur ou dirigeant depuis le	Actions détenues en propriété véritable ou sur lesquelles une emprise est exercée à la date de la présente notice annuelle	Poste principal au cours des cinq dernières années
Gregg Fischbuch ⁵⁾ <i>Alberta, Canada</i> <i>Chef de la direction et administrateur</i>	Chef de la direction d'Angle Energy	4 mars 2004	4 265 427	Chef de la direction d'Angle Energy depuis avril 2004; auparavant, président d'Angle Energy (d'avril 2004 à avril 2009); auparavant, vice-président principal, Expansion des affaires de Brooklyn Energy Corp. (de mars 2003 à mars 2004).
Stuart Symon <i>Alberta, Canada</i> <i>Vice-président, Finances, Chef des finances et secrétaire</i>	Vice-président, Finances, Chef des finances et secrétaire d'Angle Energy	23 février 2006	204 407	Chef des finances d'Angle Energy depuis février 2006; auparavant, chef des finances de White Fire Energy Ltd. (d'avril 2005 à février 2006); auparavant, chef des finances de Lightning Energy Ltd. (d'avril 2004 à avril 2005); auparavant, chef des finances de Brooklyn Energy Corp. (de décembre 2001 à mars 2004).
Heather Christie-Burns <i>Alberta, Canada</i> <i>Présidente et chef de l'exploitation</i>	Présidente et chef de l'exploitation d'Angle Energy	31 mars 2004	535 178	Présidente et chef de l'exploitation d'Angle Energy depuis avril 2009; auparavant, chef de l'exploitation d'Angle Energy depuis mars 2004.

Nom et province et pays de résidence et fonction auprès de la Société	Poste principal	Administrateur ou dirigeant depuis le	Actions détenues en propriété véritable ou sur lesquelles une emprise est exercée à la date de la présente notice annuelle	Poste principal au cours des cinq dernières années
Elizabeth More <i>Alberta, Canada</i> <i>Vice-présidente, Exploration</i>	Vice-présidente, Exploration d'Angle Energy	8 septembre 2008	34 920	Vice-présidente, Exploration d'Angle Energy depuis septembre 2008; auparavant, vice-présidente, Exploration de Flagship Energy Inc. (de novembre 2002 à mars 2005).
Glen Richardson <i>Alberta, Canada</i> <i>Vice-président, Terrains</i>	Vice-président, Terrains d'Angle Energy	8 septembre 2008	203 420	Vice-président, Terrains d'Angle Energy depuis septembre 2008; auparavant, directeur des terrains d'Angle Energy (d'août 2007 à septembre 2008); auparavant, directeur des terrains de Yangarra Resources Ltd. (de septembre 2005 à août 2007); auparavant, agent foncier principal pour Penn West Petroleum Ltd. (de janvier 2003 à juillet 2005).
Graham Cormack <i>Alberta, Canada</i> <i>Vice-président, Exploitation</i>	Vice-président, Exploitation d'Angle Energy	28 septembre 2009	13 558	Vice-président, Exploitation d'Angle Energy depuis septembre 2009; auparavant, vice-président principal, Ingénierie et exploitation de StarCor Energy (de la fin de 2008 à septembre 2009); auparavant, vice-président, Ingénierie et exploitation et fondateur d'E4 Energy Inc. et d'E3 Energy Inc. (de septembre 2002 à 2008).
Matthew Mazuryk <i>Alberta, Canada</i> <i>Vice-président, Ingénierie</i>	Vice-président, Ingénierie d'Angle Energy	8 avril 2009	10 346	Vice-président, Ingénierie d'Angle Energy depuis avril 2009; auparavant, directeur de l'ingénierie d'Angle Energy (d'août 2008 à avril 2009); auparavant, directeur de l'ingénierie de Monterey Exploration Ltd. (d'octobre 2006 à juillet 2008); auparavant, directeur de l'ingénierie de Harvest Energy Trust (de 2004 à 2006).

Nom et province et pays de résidence et fonction auprès de la Société	Poste principal	Administrateur ou dirigeant depuis le	Actions détenues en propriété véritable ou sur lesquelles une emprise est exercée à la date de la présente notice annuelle	Poste principal au cours des cinq dernières années
Heather Post <i>Alberta, Canada</i> <i>Contrôleure</i>	Contrôleure d'Angle Energy	22 janvier 2009	7 655	Contrôleure d'Angle Energy depuis juin 2008; auparavant, contrôleure adjointe de Barnwell of Canada, Limited (de juillet 2006 à juin 2008); auparavant, comptable principal chez KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. (de janvier 2004 à juillet 2006).
Noralee Bradley ³⁾⁴⁾ <i>Alberta, Canada</i> <i>Administratrice</i>	Associée au bureau de Calgary d'Osler, Hoskin & Harcourt S.E.N.C.R.L./s.r.l., cabinet d'avocats national	15 juin 2004	180 055	Associée au bureau de Calgary d'Osler, Hoskin & Harcourt S.E.N.C.R.L./s.r.l., cabinet d'avocats national, depuis janvier 2006; auparavant, associée au sein de Bennett Jones LLP, cabinet d'avocats national.
Clarence Chow ¹⁾²⁾⁶⁾ <i>Alberta, Canada</i> <i>Administrateur</i>	Président de CGS Asset Management Ltd.	28 juin 2004	1 793 100	Président de CGS Asset Management Ltd. depuis mars 2008; auparavant, président d'AGS Capital Management Ltd. (depuis 2003).
John Gareau ¹⁾³⁾⁷⁾ <i>Alberta, Canada</i> <i>Administrateur</i>	Retraité; administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant	15 juin 2004	399 500	Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant.
Edward Muchowski ²⁾⁴⁾⁸⁾ <i>Alberta, Canada</i> <i>Administrateur</i>	Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant	15 juin 2004	750 833	Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant.
Timothy Dunne ¹⁾³⁾⁹⁾ <i>Alberta, Canada</i> <i>Administrateur</i>	Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant	29 mars 2006	155 646	Administrateur de sociétés et homme d'affaires indépendant.

Notes :

- 1) Membre du comité de vérification.
- 2) Membre du comité des réserves.
- 3) Membre du comité de gouvernance et de rémunération.
- 4) Membre du comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité.
- 5) Inclut 1 347 633 actions ordinaires détenues par une personne qui a des liens avec M. Fischbuch et une société contrôlée par ce dernier.
- 6) Inclut 1 793 100 actions ordinaires que détient AGS Energy Fund II L.P., groupe de fonds de placement dont M. Chow est gestionnaire.
- 7) Inclut 58 500 actions ordinaires détenues par une personne qui a des liens avec M. Gareau et une société contrôlée par ce dernier.
- 8) Inclut 5 000 actions ordinaires détenues par une personne qui a des liens avec M. Muchowski.
- 9) Inclut 9 420 actions ordinaires détenues par une personne qui a des liens avec M. Dunne.

Les administrateurs et les dirigeants de la Société en tant que groupe ont la propriété véritable, directement ou indirectement d'un nombre global de 8 554 045 actions ordinaires ou exercent une

emprise sur ces actions. Au 31 mars 2010, les administrateurs et les dirigeants de la Société, en tant que groupe, ont la propriété véritable, directement ou indirectement, de 16 % des actions ordinaires en circulation de la Société ou exercent une emprise sur ces actions.

Ordonnances d'interdiction d'opérations

Aucun administrateur ni aucun membre de la haute direction de la Société n'est ou n'a été, au cours des 10 années précédant la date de la présente notice annuelle, administrateur, chef de la direction ou chef des finances d'une société qui :

- a) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation en valeurs mobilières qui a été en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs et qui a été rendue pendant que cet administrateur ou ce membre de la haute direction agissait en qualité d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances de cette société; ou
- b) a fait l'objet d'une interdiction d'opérations ou d'une ordonnance semblable ou s'est vu refuser le droit de se prévaloir de toute dispense prévue par la législation en valeurs mobilières qui a été en vigueur pendant plus de 30 jours consécutifs et qui a été rendue après la cessation des fonctions d'administrateur, de chef de la direction ou de chef des finances en raison d'un événement survenu pendant que cette personne exerçait cette fonction.

Pénalités ou sanctions

Aucun administrateur, membre de la haute direction ou actionnaire détenant suffisamment de titres de la Société pour influencer de façon importante sur le contrôle de la Société ne s'est vu imposer :

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

Faillites

Sauf comme il est indiqué dans la présente notice annuelle, aucun administrateur, membre de la haute direction ou actionnaire actuel détenant suffisamment de titres de la Société pour influencer de façon importante sur le contrôle de la Société :

- a) n'est, à la date de la présente notice annuelle, ni n'a été, au cours des 10 années précédant cette date, administrateur ou membre de la haute direction d'une société qui, pendant qu'il exerçait cette fonction ou dans l'année suivant la cessation de cette fonction, a fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a intenté de procédures ou a fait l'objet de procédures par ses créanciers, a conclu un concordat ou un compromis avec eux, a pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux ou a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite être nommé pour détenir ses biens;
- b) au cours des 10 années précédant la date de la présente notice annuelle, n'a fait faillite, n'a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou

l'insolvabilité, n'a intenté de procédures ni fait l'objet de procédures par ses créanciers, n'a conclu un concordat ou un compromis avec eux, n'a pris des dispositions ni fait des démarches en vue de conclure un concordat ou un compromis avec eux, ni n'a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite être nommé pour détenir ses biens.

M. Edward Muchowski, administrateur d'Angle Energy, est un ex-administrateur de Calgary New Holland Sales & Service Ltd., société fermée qui a été constituée en vertu de l'ABCA et qui a fait l'objet d'une requête de mise en faillite en vertu de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (Canada) en décembre 2000. M. Muchowski n'était pas administrateur de cette société en décembre 2000, mais il l'a été au cours de la période de 12 mois précédant cette date.

Conflits d'intérêts

Il n'existe aucun conflit d'intérêts important entre Angle Energy ou ses filiales et l'un ou l'autre de leurs administrateurs et dirigeants. Toutefois, certains administrateurs et certains dirigeants de la Société sont et pourraient demeurer administrateurs, dirigeants ou actionnaires d'autres sociétés pétrolières et gazières dont les activités peuvent à l'occasion entrer en concurrence directe avec celles de la Société ou d'entités qui peuvent à l'occasion fournir un financement à des concurrents de la Société ou effectuer des placements en actions dans ceux-ci. En vertu de l'ABCA, ces administrateurs et dirigeants sont tenus de communiquer tous les conflits d'intérêts dès que ceux-ci surviennent. Si un conflit d'intérêts survient à une réunion du conseil, l'administrateur en conflit doit communiquer son intérêt et s'abstenir de voter sur cette question.

COMITÉ DE VÉRIFICATION

Charte du comité de vérification

Le mandat du comité de vérification de la Société est joint aux présentes à titre d'annexe A.

Composition du comité de vérification

Le comité de vérification d'Angle Energy (le « **comité de vérification** ») est actuellement composé de trois administrateurs, soit MM. Timothy Dunne (président), John Gareau et Clarence Chow. Tous les membres du comité de vérification sont considérés comme « indépendants » (terme défini dans le *Règlement 52-110 sur le comité de vérification*) (le « **Règlement 52-110** ») et possèdent des compétences financières.

Formation et expérience pertinentes

Chaque membre du comité de vérification a occupé des postes de haut niveau auprès de diverses sociétés et/ou a siégé à titre d'administrateur de sociétés ouvertes et fermées, ce qui a donné à chacun la possibilité de se familiariser avec des questions financières pertinentes pour Angle Energy.

John M.F. Gareau
Administrateur

M. Gareau compte plus de 50 ans d'expérience dans le secteur pétrolier et gazier. M. Gareau a été administrateur de Moxie Exploration Ltd. de novembre 1999 à juillet 2003. En outre, M. Gareau a été administrateur de Vision 2000 Exploration Ltd. de juin 1997 à novembre 2004 et administrateur de Kensington Energy Ltd. d'avril 1995 à février 2005. M. Gareau a également été administrateur de TriGas Exploration Inc. de 1995 à 2000. M. Gareau s'est vu décerner un baccalauréat ès sciences par l'université McGill en 1952 et est membre de la Canadian Association of Petroleum Landmen.

Clarence Chow
Administrateur

M. Chow a plus de 30 ans d'expérience dans la gestion et l'exploitation de petites sociétés pétrolières et gazières fermées et ouvertes. Il est actuellement président et administrateur de CGS Asset Management Ltd., société qui effectue des placements dans l'industrie pétrolière et gazière. Il est également administrateur d'un certain nombre de sociétés pétrolières et gazières fermées. M. Chow a été président de Justinian Explorations Ltd. Il a obtenu un baccalauréat ès sciences en génie chimique de l'université de l'Alberta en 1977 et a terminé une formation en gestion des affaires destinée aux cadres à la Richard Ivey Business School de l'université Western Ontario. M. Chow est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta et est également ex-président du Canadian Petroleum Institute.

Timothy V. Dunne
Administrateur

M. Dunne a plus de 20 ans d'expérience à titre de vice-président, Finances et de chef des finances dans le secteur pétrolier et gazier. M. Dunne a été chef des finances de Defiant Resources Corporation (auparavant appelée Defiant Energy Corporation) de 1998 à 2005. M. Dunne a également été vice-président, Finances et chef des finances de Barrington Petroleum Ltd. de 1993 à 1998 et chef des finances de Joss Energy Ltd. de 1985 à 1993. M. Dunne a été reçu à l'Institute of Chartered Accountants en Angleterre et au Pays de Galles en 1975, puis a obtenu le titre de fellow en 1980.

Utilisation de certaines dispenses

Depuis le début de son dernier exercice, la Société ne s'est pas prévalu des dispenses prévues à l'article 2.4 (*services non liés à la vérification de valeur minime*), à l'article 3.2 (*premier appel public à l'épargne*), à l'article 3.4 (*événements indépendants de la volonté du membre*), à l'article 3.5 (*décès, incapacité ou démission d'un membre*) ou à la partie 8 du Règlement 52-110 (*dispenses*).

Utilisation des dispositions prévues au paragraphe 2 de l'article 3.3 ou à l'article 3.6

Depuis le début de son dernier exercice, Angle Energy ne s'est pas prévalu des dispenses prévues au paragraphe 2 de l'article 3.3 (*sociétés contrôlées*) ou à l'article 3.6 (*dispense temporaire accordée dans certains cas exceptionnels*) du Règlement 52-110.

Utilisation de l'article 3.8

Depuis le début de son dernier exercice, Angle Energy ne s'est pas prévalu de l'article 3.8 (*acquisition de compétences financières*) du Règlement 52-110.

Encadrement du comité de vérification

Depuis le début du dernier exercice de la Société, le conseil d'administration a adopté toutes les recommandations du comité de vérification concernant la nomination ou la rémunération du vérificateur externe.

Politiques et procédures d'approbation préalables

La Société n'a pas adopté de politiques et de procédures particulières pour l'attribution de contrats relatifs aux services non liés à la vérification. Le comité de vérification passe en revue l'attribution des contrats relatifs aux services non liés à la vérification qui peuvent être requis.

Honoraires pour les services du vérificateur externe

Le tableau suivant présente le total des honoraires facturés par les vérificateurs externes d'Angle Energy au cours de chacun des deux derniers exercices, ventilés par catégorie :

	2009	2008
Honoraires de vérification ¹⁾	90 000 \$	80 000 \$
Honoraires pour services liés à la vérification ²⁾	52 500 \$	46 990 \$
Honoraires pour services fiscaux ³⁾	27 620 \$	34 020 \$
Autres honoraires	157 000 \$ ⁵⁾	115 260 \$ ⁴⁾

Notes :

- 1) Les services visés par les honoraires de cette catégorie avaient trait à la préparation des états financiers annuels vérifiés d'Angle Energy pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008.
- 2) Les honoraires indiqués dans cette catégorie comprenaient les honoraires exigés par les vérificateurs d'Angle Energy dans le cadre des missions d'examen portant sur les états financiers intermédiaires.
- 3) Les services visés par les honoraires de cette catégorie comprenaient des conseils fiscaux et des services liés à la conformité, notamment des services liés à la préparation et à la production de déclarations fiscales annuelles.
- 4) Les services visés par les honoraires de cette catégorie pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 comprenaient des services fournis dans le cadre de placements privés de titres de participation, du PAPE et des services de consultation.
- 5) Les services visés par les honoraires de cette catégorie pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 comprenaient des services fournis dans le cadre de placements privés de titres de participation, d'examen diligents en matière fiscale liés à des acquisitions et à la documentation des contrôles internes liés à la technologie de l'information.

SITUATION DANS LE SECTEUR

Le secteur pétrolier et gazier est assujéti à de nombreux contrôles et règlements régissant son exploitation (y compris le régime foncier, l'exploration, la mise en valeur, la production, le raffinage, le transport et la commercialisation) qui sont imposés par divers paliers de gouvernement et, quant à l'établissement des prix et à l'imposition du pétrole et du gaz naturel, par des conventions conclues entre les gouvernements du Canada et de l'Alberta. Il n'est pas prévu que ces contrôles et règlements auront sur l'exploitation d'Angle Energy un effet sensiblement différent de celui qu'ils auraient sur les autres sociétés pétrolières et gazières d'envergure similaire. Toutes les lois actuelles sont du domaine public, et Angle Energy ne peut prévoir quelles autres lois ou modifications à celles-ci pourraient être adoptées. Le texte qui suit présente certains des aspects principaux des lois, des règlements et des conventions qui régissent le secteur pétrolier et gazier. Les épargnants qui ont actuellement des placements dans le secteur pétrolier et gazier ou qui envisagent d'y effectuer des placements devraient analyser soigneusement tous les contrôles et les règlements qui régissent ce secteur.

Établissement des prix et commercialisation du pétrole et du gaz naturel

Au Canada, 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 est fondé principalement sur l'offre et la demande mondiales. Il est en partie tributaire de la qualité du pétrole, du prix du pétrole de producteurs concurrents, de la distance par rapport au marché, de la valeur des produits raffinés, de l'équilibre entre l'offre et la demande et d'autres modalités contractuelles. Bien que les exportateurs de pétrole soient libres de négocier les prix et les autres modalités avec les acheteurs, le pétrole brut exporté du Canada est assujéti à la réglementation de l'Office national de l'énergie du Canada (l'« ONE »). Les exportations de pétrole brut peuvent être effectuées soit aux termes d'une ordonnance d'exportation, soit aux termes d'un permis d'exportation de l'ONE. Les exportations de pétrole brut pour une durée de moins d'un an dans le cas du pétrole léger et intermédiaire ou de moins de deux ans dans le cas du brut lourd peuvent être effectuées aux termes d'une ordonnance d'exportation. L'exportation de pétrole aux termes d'un contrat d'une durée plus longue (jusqu'à concurrence de 25 ans) exige l'obtention d'un permis d'exportation de l'ONE, et la délivrance d'un tel permis nécessite l'approbation du gouverneur en conseil (c'est-à-dire du cabinet fédéral).

Le prix du gaz naturel est également fixé par voie de négociation entre les acheteurs et les vendeurs, et les exportations de gaz naturel du Canada sont également assujetties à la réglementation de l'ONE et du gouvernement du Canada. Bien que les exportateurs soient libres de négocier le prix et d'autres modalités avec les acheteurs, le gaz naturel doit être exporté soit aux termes d'une ordonnance d'exportation, soit aux termes d'un permis d'exportation de l'ONE. Les exportations de gaz naturel pour une durée de moins de deux ans ou pour une durée de deux à 20 ans pour des quantités ne dépassant pas 30 000 m³/j peuvent être effectuées aux termes d'une ordonnance d'exportation de l'ONE. L'exportation de gaz naturel aux termes d'un contrat d'une durée supérieure à deux ans ou pour des quantités supérieures à 30 000 m³/j exige l'obtention d'un permis d'exportation de l'ONE, et la délivrance d'un tel permis nécessite l'approbation du gouverneur en conseil.

Le gouvernement de l'Alberta réglemente également le volume de gaz naturel qui peut être acheminé à l'extérieur de la province aux fins d'utilisation, compte tenu de certains facteurs comme la disponibilité de réserves, les modalités de transport et les questions relatives au marché.

Capacité pipelinière

Les gazoducs interprovinciaux et internationaux sont réglementés par l'ONE et offrent une capacité de transport ferme. Les oléoducs interprovinciaux et internationaux sont également réglementés par l'ONE et sont exploités à titre d'installations de transport public. L'ONE a permis à certains exploitants d'oléoduc de s'acquitter de leurs obligations à titre de transporteur public en fournissant des services aux termes de contrats fermes. Selon le pipeline, un risque de répartition de la capacité peut viser le pétrole brut qui n'est pas acheminé en vertu de contrats fermes, ce qui peut nuire à la production de pétrole et à la mise en marché de cette production.

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. Il 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 s'il y a lieu d'autoriser l'exportation de ressources énergétiques aux États-Unis ou au Mexique, à la condition que les restrictions à l'exportation n'aient pas pour effet i) de diminuer la proportion des ressources énergétiques totales exportées par rapport à la consommation sur le marché national (en fonction de la proportion constatée au cours des 36 derniers mois), ii) d'imposer un prix à l'exportation supérieur au prix intérieur, sous réserve d'une exception en ce qui a trait à certaines mesures qui limitent uniquement le volume des exportations, et iii) de perturber les réseaux d'approvisionnement habituels. En général, il est interdit aux trois pays d'imposer des exigences minimales ou maximales en matière de prix à l'exportation ou à l'importation; toutefois, les exigences touchant le prix à l'importation sont autorisées dans la mesure où elles sont permises par les dispositions sur le dumping et les subventions de l'*Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce*.

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. Il prévoit également que les organismes de réglementation devront recevoir des directives plus claires qui feront en sorte que les changements d'ordre réglementaire seront mis en application de façon équitable et réduiront au minimum toute perturbation des ententes contractuelles et toute ingérence néfaste ou distorsion dans le cadre des arrangements en matière de prix, de commercialisation et de distribution,

Redevances et mesures incitatives provinciales

Dispositions générales

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 les prix de référence prescrits, la productivité des puits, l'emplacement géographique, la date à laquelle le gisement a été découvert, la méthode de récupération et le type ou la qualité du produit pétrolier. D'autres redevances et droits similaires à des redevances sont à l'occasion établis dans le cadre d'opérations privées. On les appelle souvent redevances dérogatoires, redevances dérogatoires brutes, participations aux bénéfices nets ou intérêts passifs nets.

Les gouvernements des provinces de l'Ouest canadien créent à l'occasion des programmes incitatifs destinés à favoriser l'exploration et la mise en valeur. Ces programmes offrent souvent des réductions ou des exonérations temporaires de redevances et des crédits d'impôt, et sont généralement implantés lorsque le prix des marchandises est bas. Ces programmes sont destinés à stimuler les activités d'exploration et de mise en valeur en améliorant le bénéfice et les rentrées de fonds au sein du secteur. Les exonérations temporaires et les réductions de redevances réduisent le montant des redevances versées aux gouvernements provinciaux par les producteurs de pétrole et de gaz et augmentent le bénéfice net et les fonds provenant de l'exploitation de ces producteurs. Toutefois, les gouvernements provinciaux ont eu tendance au cours des dernières années à éliminer ou à modifier ces programmes incitatifs ou encore à les laisser venir à échéance sans les reconduire.

Avec l'élimination de la surtaxe des sociétés en date du 1^{er} janvier 2008 et d'autres réductions présentées dans l'énoncé économique d'octobre 2007 et promulguées par la suite, le taux de l'impôt sur le revenu fédéral des sociétés a diminué ou diminuera pour passer à 15 % en cinq étapes, soit 19,5 % le 1^{er} janvier 2008, 19 % le 1^{er} janvier 2009, 18 % le 1^{er} janvier 2010, 16,5 % le 1^{er} janvier 2011 et 15 % le 1^{er} janvier 2012.

Alberta

Les règlements adoptés en vertu de la *Mines and Minerals Act* (Alberta) prévoient diverses mesures incitatives destinées à favoriser l'exploration et la mise en valeur de réserves de pétrole et de gaz naturel en Alberta. Le pétrole produit à partir d'extensions horizontales entreprises au moins cinq ans après le démarrage du puits peut être admissible à une réduction de redevances. Une exonération visant 8 000 m³ sur 24 mois est offerte à l'égard de la production provenant d'un puits dont aucune production n'a été tirée durant 12 mois, si la production a repris après le 1^{er} février 1993. De plus, la production tirée de puits admissibles issus de forage de reconnaissance dans de nouveaux champs et dans de nouveaux réservoirs ainsi que de forages d'essai à des horizons plus profonds de réservoirs qui ont démarré ou qui ont été approfondis après le 30 septembre 1992 bénéficie d'une exonération de redevances d'une durée de 12 mois (à concurrence de 1 million de dollars). Le pétrole tiré de puits de faible productivité, de programme de récupération assisté (comme les puits d'injection) et de projets expérimentaux bénéficie également de réductions de redevances.

Le gaz naturel tiré de puits exploratoires admissibles démarrés ou approfondis après le 31 juillet 1985 et avant le 1^{er} juin 1988 bénéficie d'une exonération de redevances d'une durée de 12 mois, à concurrence du maximum prescrit. Le gaz naturel produit à partir d'intervalles admissibles dans des puits de gaz

admissibles qui ont démarré ou qui ont été approfondis sous le niveau de 2 500 mètres bénéficie également d'une exonération de redevances dont le montant est fonction de la profondeur du puits.

En août 2006, le gouvernement de l'Alberta a instauré le programme des technologies énergétiques innovatrices (*Innovative Energy Technologies Program*) (le « PTEI ») afin de promouvoir les investissements des producteurs dans la recherche, la technologie et l'innovation par le truchement de réductions de redevances. La date limite aux fins des demandes aux termes du PTEI était fixée au 30 septembre 2008.

Le 25 octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a présenté le nouveau régime de redevances. Les nouvelles redevances que prévoit ce régime à l'égard du pétrole classique, du gaz naturel et du bitume à compter du 1^{er} janvier 2009 sont liées aux niveaux des prix et de la production et s'appliquent aux projets de sables bitumineux et aux puits pétroliers et gaziers classiques nouveaux et existants. Le 10 avril 2008, le gouvernement de l'Alberta a ajouté au nouveau régime de redevances deux programmes d'une durée de cinq ans, qui ont également pris effet le 1^{er} janvier 2009, soit le *Deep Oil Exploratory Well Regulation* et le *Natural Gas Deep Drilling Regulation*. Ces règlements sont conçus de manière à promouvoir la continuation de la mise en valeur de réserves pétrolières et gazières situées en profondeur et à coût élevé.

Les redevances payables dans le cadre de baux pétroliers et gaziers de la Couronne sont établies selon une échelle mobile dont les taux varient en fonction des prix du pétrole ou du gaz naturel et du niveau de production. Dans le cas du pétrole classique, le nouveau régime de redevances prévoit une formule à échelle mobile qui tient compte du prix du pétrole et de la production du puits. Les taux de redevances applicables au pétrole classique vont jusqu'à 50 % et sont soumis à des plafonds lorsque le prix du pétrole classique atteint 115,75 \$ le baril. En réponse à la publication le 11 mars 2011 de son examen sur la compétitivité (*Competitiveness Review*) attendu avec impatience, le gouvernement de l'Alberta s'est engagé à ramener le taux maximum de la redevance applicable au pétrole classique de 50 % à 40 %. Les changements qui seront apportés en conséquence à la courbe de redevances seront arrêtés et annoncés d'ici le 31 mai 2010. Par conséquent, les prix précis auxquels les redevances maximales s'appliqueront n'ont pas encore été fixés.

Dans le cadre du nouveau régime de redevances, les redevances applicables au gaz naturel sont également établies selon une échelle mobile qui tient compte du prix, du volume de production et de la profondeur mesurée du puits. Les nouveaux taux applicables au gaz naturel varient entre 5 % et 50 % et sont soumis à des plafonds lorsque le prix du gaz naturel atteint 17,75 \$/GJ. Les redevances applicables aux liquides de gaz naturel sont établies à 40 % dans le cas des pentanes et à 30 % dans le cas du butane et du propane. En réponse à l'examen sur la compétitivité, le gouvernement de l'Alberta ramènera de 50 % à 36 % le taux de redevances maximum applicable au gaz naturel classique, comme il a fait pour les redevances applicables au pétrole brut classique, et les nouvelles courbes de redevances reflétant ces modifications seront arrêtées et annoncées au plus tard le 31 mai 2010. Le gouvernement de l'Alberta a également indiqué que d'autres modifications pourraient être apportées aux taux de redevances applicables au gaz naturel.

Dans le but de promouvoir de nouvelles activités de forage, le gouvernement de l'Alberta a annoncé, le 19 novembre 2008, qu'il offrait aux sociétés d'exercer un choix temporaire en matière de redevances devant s'appliquer aux puits démarrés entre le 19 novembre 2008 et le 31 décembre 2013. Toutefois, par suite de la réponse à l'examen sur la compétitivité, à compter du 1^{er} janvier 2011, ce choix temporaire ne sera plus offert aux exploitants de puits. Les exploitants qui ont déjà choisi le régime temporaire pourront alors passer au régime général de redevances assorti des nouvelles courbes de redevances.

Le 3 mars 2009, en réponse à la conjoncture économique, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un programme temporaire de redevances conçu pour stimuler l'activité de forage. Ce programme prévoit des crédits de redevances de 200 \$ par mètre foré dans de nouveaux puits de pétrole et de gaz naturel classiques. Pour être admissible, le puits doit être un puits de gaz naturel ou de pétrole classique situé sur

des terres visées par des droits miniers de la Couronne, dont le démarrage a eu lieu entre le 1^{er} avril 2009 et le 1^{er} avril 2010 et dont le forage doit être terminé dans le même délai. Le crédit maximum est fixé selon une échelle mobile qui dépend du volume de production et des redevances versées à la Couronne entre le 1^{er} avril 2009 et le 31 mars 2010. Les producteurs dont la production est inférieure à 10 000 bep/j ont droit à un crédit maximum de 50 % à l'égard des redevances admissibles versées à la Couronne. En outre, tous les nouveaux puits dont la production initiale de pétrole et de gaz naturel classiques commence sur des baux de la Couronne entre le 1^{er} avril 2009 et le 31 mars 2010 seront assujettis à une redevance maximum de 5 % durant 12 mois civils ou jusqu'à ce que la production de pétrole ait atteint 50 000 barils ou jusqu'à la production de gaz naturel ait atteint 500 Mpi³, selon l'éventualité qui survient en premier. Le 25 juin 2009, la période d'admissibilité à ces programmes a été prolongée d'une année. En réponse à l'examen sur la compétitivité, le programme prévoyant une redevance maximum de 5 % deviendra permanent le 1^{er} janvier 2011.

Dans le cadre du nouveau régime de redevances, le taux de redevances moyen d'Angle Energy pourrait augmenter, selon les prix et/ou la productivité accrue des nouveaux puits. Ces changements récents pourraient avoir une incidence négative sur le bénéfice net, les fonds tirés de l'exploitation, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les rentrées nettes tirées de l'exploitation et la valeur des réserves, ce qui pourrait créer des incertitudes quant aux possibilités de récupération de la valeur comptable de l'actif pétrolier et gazier d'Angle Energy. Néanmoins, Angle Energy prévoit que les paramètres économiques de la production tirée de ses terrains seront acceptables dans le cadre du nouveau régime de redevances, notamment parce qu'un ralentissement éventuel dans le secteur d'activité pourrait entraîner une baisse du coût des services, ce qui contrebalancerait la légère baisse possible des taux de rendement liés à des redevances supérieures.

Régime foncier

Le pétrole brut et le gaz naturel se trouvant dans l'Ouest canadien 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 baux, de licences et de permis d'une durée variable mais d'au moins deux ans, 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 au secteur privé et les droits d'exploration et de production de pétrole et de gaz sont habituellement accordés aux termes de baux selon des modalités négociées.

Réglementation environnementale

Le secteur pétrolier et gazier est actuellement assujéti à la réglementation environnementale en vertu de diverses lois fédérales et provinciales. Ces lois limitent ou interdisent le rejet ou l'émission de diverses substances produites dans le cadre de certaines activités du secteur pétrolier et gazier. Elles régissent également le stockage et le transport de diverses substances produites ou utilisées dans le cadre de ces activités et peuvent influencer sur l'emplacement et l'exploitation de puits et d'installations ainsi que la portée des activités d'exploration et de mise en valeur permises. En outre, elles exigent que l'emplacement des puits et des installations soit abandonné et remis en état à la satisfaction des autorités provinciales. Les lois environnementales pertinentes peuvent imposer des obligations de remise en état à l'égard de terrains désignés comme des sites contaminés à certaines personnes, notamment aux personnes responsables de la garde de la substance ayant causée la contamination, les personnes ayant causé le rejet de la substance et tout propriétaire, locataire ou occupant du site, actuel ou antérieur. La conformité à ces lois peut nécessiter des dépenses importantes et la violation de ces exigences peut entraîner la suspension ou la révocation des permis et autorisations nécessaires, une responsabilité civile quant aux dommages dus à la pollution, l'imposition d'amendes ou de pénalités ou l'application d'ordonnances de nettoyage.

Les lois environnementales de la province d'Alberta sont notamment l'*Environmental Protection and Enhancement Act* (l'« **EPEA** »), l'*Oil and Gas Conservation Act* (l'« **OGCA** ») et les directives et lignes directrices que publient l'Alberta Environment (« **AENV** ») et l'Energy Resources Conservation Board (l'« **ERCB** »). L'EPEA, l'OGCA et les directives de l'AENV et de l'ERCB prévoient des normes environnementales à l'égard des rejets et des émissions, notamment des obligations de déclaration et de surveillance, et prévoient des pénalités importantes en cas de non-conformité. Par exemple, les règlements pris en vertu de l'EPEA ciblent les émissions d'oxyde de soufre et d'oxyde d'azote provenant du secteur pétrolier et gazier. De plus, le *Specified Gas Emitters Regulation* pris en vertu de la *Climate Change and Emissions Management Act* (Alberta) prévoit des exigences de réduction de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre (les « **GES** ») qui sont entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2007. En vertu de cette loi, les installations albertaines qui émettent plus de 100 000 tonnes de GES par année doivent réduire l'intensité de leurs émissions de 12 % par rapport à leur niveau d'intensité de référence. On prévoit que ce seuil sera ramené à 50 000 tonnes. Si la cible d'intensité des émissions n'est pas atteinte au moyen d'améliorations de l'exploitation, les outils suivants de conformité peuvent entrer en vigueur : un versement par tonne au fonds des changements climatiques et de gestion des émissions; l'achat de droits de compensation en Alberta ou l'achat de crédits de rendement pour les émissions auprès d'une autre installation albertaine. La non-conformité avec ces règlements entraîne une pénalité de 200 \$ par tonne de GES au-delà de la limite d'intensité permise des GES. Angle Energy n'exploite aucune installation émettant 50 000 tonnes de GES par année.

Angle Energy s'acquittera de ses obligations de protéger l'environnement partout où elle exerce ses activités et prévoit effectuer des dépenses accrues, notamment en immobilisations, par suite du resserrement des lois liées à la protection de l'environnement. Elle prendra les mesures requises afin d'assurer sa conformité à l'EPEA, à l'OGCA et aux autres lois similaires dans les autres territoires où elle exerce ses activités. Angle Energy estime qu'elle respecte à tous égards importants les lois et les règlements environnementaux applicables. Elle croit également que la tendance à l'imposition de normes plus rigoureuses en vertu de la législation environnementale se maintiendra vraisemblablement.

En décembre 2002, le gouvernement du Canada a ratifié le protocole de Kyoto (le « **protocole** »). Le projet de loi C-288, qui vise à faire en sorte que le Canada s'acquitte des obligations qui lui incombent aux termes du protocole, a été adopté par la Chambre des communes le 14 février 2007. Ce projet de loi exige que le Canada ramène ses émissions de GES à 6 % en deçà des niveaux de 1990, mais le gouvernement fédéral a essentiellement abandonné son intention de se conformer aux obligations qui lui incombent aux termes du protocole de Kyoto.

Le 26 avril 2007, le gouvernement fédéral a publié son *Plan d'action pour réduire les gaz à effet de serre et la pollution atmosphérique* et y a ajouté, le 10 mars 2008, le plan *Prendre le virage – mesures concrètes pour lutter contre les changements climatiques* (le « **plan Prendre le virage** »). Le plan Prendre le virage laissait entrevoir l'adoption d'un cadre de réduction des GES fondé sur l'intensité. Toutefois, le gouvernement fédéral a indiqué par la suite qu'il projetait plutôt de mettre en œuvre un programme de réduction des GES fondé sur le plafonnement et l'échange de droits d'émission similaire à la législation proposée aux États-Unis.

Le 19 décembre 2009, le Canada a signé l'accord de Copenhague, fruit de la conférence sur les changements climatiques des Nations unies de 2009 (le « **sommet de Copenhague** »), aux termes duquel les pays signataires se sont engagés à prendre des mesures individuelles de réduction des GES. Le 31 janvier 2010, le Canada a consigné son engagement en vertu de l'accord de Copenhague à réduire de 17 % ses émissions de GES par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2020, adoptant ainsi la même cible que celle des États-Unis, dans la mesure où les États-Unis promulguent une loi sur la réduction des GES. On ignore à quel moment la réglementation ou la législation fédérale sera promulguée à cet égard.

Avant le sommet de Copenhague, les États-Unis et le Canada avaient convenu d'amorcer un dialogue sur la stratégie à adopter en matière d'énergie propre et avaient établi un groupe de travail à cet égard. La

Chambre des représentants des États-Unis a adopté l'*American Clean Energy and Security Act*, qui se trouve maintenant devant le sénat des États-Unis, qui a adopté la *Clean Energy Jobs and American Power Act*. Ces deux textes législatifs prévoient un régime de réduction des GES fondé sur un plafonnement et l'échange de crédits d'émission. Toutefois, on ignore si le sénat sera en mesure de promulguer une de ces lois ou les deux. Si le Canada harmonise sa politique sur les changements climatiques et les GES avec celle des États-Unis, il pourrait en résulter une augmentation des coûts d'Angle Energy ou une baisse de ses revenus.

Étant donné le caractère évolutif de la question des changements climatiques, de la réglementation des GES et des exigences en découlant, on ne peut actuellement prédire la nature de ces exigences ni l'incidence qu'elles auront sur Angle Energy, ses activités et sa situation financière. Toutefois, si une réglementation sur les changements climatiques comparable aux normes prévues dans le plan Prendre le virage est mise en œuvre (p. ex. une limite de production de 10 000 bep/j et l'obligation de réduction des émissions correspondant à une réduction de 18 % de l'intensité des émissions), la conformité à cette réglementation représenterait des coûts additionnels qui auraient une incidence négative sur Angle Energy.

Tendances

Un certain nombre de tendances se sont manifestées dans le secteur pétrolier et gazier au cours des dernières années et semblent façonner l'avenir du secteur.

La première tendance est la fluctuation du prix des marchandises. L'équilibre serré de l'offre et de la demande de gaz entraîne une grande fluctuation du prix du gaz, tandis que des volumes stockés supérieurs à la moyenne ont tendance à le réduire. Les activités de forage, les conditions climatiques, l'utilisation d'autres types de combustibles et la demande de production d'électricité sont des facteurs qui influent sur l'équilibre entre l'offre et la demande. Récemment, les expéditions de gaz naturel liquéfié vers l'Amérique du Nord ont fait en sorte que l'offre de gaz naturel et les prix du gaz naturel soient fondés sur d'autres facteurs que l'offre et la demande en Amérique du Nord. L'évolution de l'un ou l'autre de ces facteurs crée une volatilité du prix.

Le prix du pétrole brut est tributaire de l'économie mondiale et de la capacité de l'OPEP d'ajuster l'offre en fonction de la demande mondiale. Les événements politiques qui ont perturbé l'offre de pétrole et l'inquiétude suscitée à ce chapitre par l'agitation politique au Moyen-Orient ont contribué au maintien à la hausse du prix du pétrole brut. Les événements politiques font fluctuer grandement le prix des marchandises.

La volatilité du prix des marchandises a un effet considérable sur le secteur pétrolier et gazier. Pendant les périodes où les prix sont élevés, les rentrées de fonds qu'obtiennent les producteurs sont suffisantes pour leur permettre d'entreprendre des programmes d'exploration dynamiques sans avoir recours à des sources de financement externes. Toutefois, une hausse du prix des marchandises se traduit fréquemment par des périodes très occupées pour les fournisseurs de services, qui haussent leurs tarifs en conséquence. Le prix des terrains et des propriétés augmente généralement lui aussi pendant ces périodes. À l'inverse, pendant les périodes où les prix des marchandises sont moins élevés, les frais d'acquisition chutent, tout comme les fonds générés à l'interne qui peuvent être consacrés aux activités d'exploration et de mise en valeur. La baisse de la demande fait chuter les tarifs des fournisseurs de services.

Les prix mondiaux du pétrole et du gaz naturel sont exprimés en dollars américains. Par conséquent, le prix que reçoivent les producteurs canadiens est donc soumis au taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain, qui fluctue au fil du temps. Au cours des dernières années, le dollar canadien s'est considérablement apprécié par rapport au dollar américain. Les augmentations importantes de la valeur du dollar canadien peuvent avoir des incidences négatives sur les revenus de production des producteurs canadiens, et de nouvelles hausses de la valeur du dollar canadien exacerberaient cet effet

négalif. Ces hausses peuvent également avoir des incidences négatives sur la valeur future des réserves de ces entités, qui est établie par des évaluateurs indépendants.

Une autre tendance qui touche actuellement le secteur pétrolier et gazier découle de l'effet que l'incertitude des épargnants nord-américains a sur les marchés financiers. La volatilité sur les marchés financiers canadiens est également attribuable à l'incertitude quant à l'incidence économique que pourraient avoir sur le secteur la législation sur les changements climatiques, les modifications relatives aux EIPD apportées à la LIR le 22 juin 2007, la proposition du 25 octobre 2007 du gouvernement de l'Alberta à l'égard du nouveau régime de redevances et les changements subséquents apportés aux taux de redevances maximums applicables au pétrole et au gaz naturel classiques et les nouvelles courbes de redevances devant s'appliquer en conséquence de la réponse du 11 mars 2010 du gouvernement de l'Alberta à son examen sur la compétitivité. L'effet combiné du nouveau régime de redevances et de l'examen sur la compétitivité fait toujours l'objet d'une évaluation, et cet effet variera d'une société à l'autre en fonction notamment du pourcentage de la production provenant de l'Alberta, de la gamme de marchandises produites et des profondeurs d'extraction. L'effet combiné de l'examen sur la compétitivité et du nouveau régime de redevances pourrait également influencer sur la perception qu'ont les investisseurs de l'opportunité d'investir dans la province d'Alberta. L'ampleur et la gravité de ces effets n'ont pas encore été établies.

En vertu des modifications relatives aux EIPD, les EIPD seront imposées à des taux approximativement égaux à ceux qui s'appliquent aux sociétés à compter de janvier 2011, pourvu que l'EIPD n'ait pas dépassé une « croissance normale » et n'ait pas connu une « expansion injustifiée » auparavant, sans quoi le nouveau régime fiscal pourrait être imposé avant la date limite de janvier 2011. Même si les modifications relatives aux EIPD n'influencent pas sur le régime d'imposition d'Angle Energy, elles pourraient avoir des incidences sur la capacité d'une EIPD d'acheter des actifs exploités de sociétés d'exploration et de production pétrolière et gazière (ainsi que sur les prix qu'une EIPD consentira à verser pour cette acquisition). Cela réduira donc la possibilité que des sociétés d'exploration et de production soient vendues à des EIPD, ce qui avait été une stratégie clé de sortie au cours des dernières années pour les sociétés pétrolières et gazières. Cette nouvelle situation pourrait être avantageuse pour les petites et moyennes sociétés étant donné qu'elles rivalisent avec les EIPD pour faire l'acquisition de terrains pétroliers et gaziers auprès de ces producteurs. Par contre, cette situation pourrait également restreindre la capacité de ces sociétés de vendre des terrains exploités ou de mettre en œuvre une stratégie de sortie.

Les activités d'Angle Energy sont et demeureront touchées à divers degrés par les lois et les règlements sur la protection de l'environnement. Angle a la ferme volonté de s'acquitter de ses responsabilités en cette matière, et elle prendra les mesures nécessaires afin de se conformer à l'EPEA et aux lois similaires des autres territoires où elle exerce ses activités. Angle Energy estime que la tendance au resserrement des normes prévues par les lois et les règlements environnementaux se maintiendra vraisemblablement, et elle prévoit engager des dépenses accrues, notamment des dépenses en immobilisations, par suite de l'adoption de lois de plus en plus rigoureuses sur la protection de l'environnement. Toutefois, on ne peut quantifier l'augmentation de ces dépenses pour le moment, et on ne prévoit pas que la situation concurrentielle d'Angle Energy sera touchée de façon défavorable par les lois et les règlements actuels ou futurs régissant son exploitation pétrolière et gazière.

FACTEURS DE RISQUE

Angle Energy, ses activités et la propriété de ses titres comportent certains facteurs de risque que les investisseurs devraient soigneusement analyser. La description suivante de certains facteurs de risque est présentée entièrement sous réserve de l'information détaillée figurant ailleurs dans la présente notice annuelle et doit être lue avec celle-ci. La matérialisation de l'un des risques présentés ci-après pourrait avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, les perspectives, la situation financière, les résultats d'exploitation ou les flux de trésorerie d'Angle Energy et, dans certains cas, sur sa réputation.

Risques inhérents aux activités d'exploration, de mise en valeur et de production

Les activités liées au pétrole et au gaz naturel comportent de nombreux risques que même l'expérience, les connaissances et une évaluation soignée conjuguées ne permettent pas forcément d'écartier. Le succès commercial à long terme d'Angle Energy dépend de sa capacité de trouver, d'acquérir, de mettre en valeur et de produire de façon commerciale des réserves de pétrole et de gaz naturel. Sans l'ajout continu de nouvelles réserves, les réserves existantes qu'Angle Energy peut détenir à un moment donné et la production connexe diminueront au fil du temps à mesure que ces réserves seront exploitées. L'augmentation future des réserves d'Angle Energy dépendra non seulement de sa capacité de faire l'exploration de terrains et de mettre en valeur les terrains qu'elle peut détenir à l'occasion, mais également de sa capacité de choisir et d'acquérir des propriétés productives ou des zones prometteuses appropriées. Rien ne garantit qu'Angle Energy sera en mesure de trouver d'autres propriétés satisfaisantes qu'elle pourra acquérir ou dans lesquelles elle pourra détenir une participation. De plus, si elle y parvient, Angle Energy pourrait déterminer que la conjoncture des marchés, les modalités d'acquisition et de participation ou les conditions d'établissement des prix actuelles en font des acquisitions ou des participations non rentables. Il n'est pas certain qu'Angle Energy découvrira ou acquerra des quantités commerciales supplémentaires de pétrole et de gaz naturel.

L'exploration future de pétrole et de gaz naturel peut nécessiter la réalisation d'activités non rentables, non seulement dans des puits secs, mais également dans des puits qui sont productifs, mais qui ne produisent pas suffisamment de revenus nets pour permettre de dégager un profit une fois que les coûts, notamment de forage et d'exploitation, ont été engagés. L'achèvement d'un puits ne permet pas nécessairement de dégager un profit sur l'investissement ou de recouvrer les frais de forage, d'achèvement et d'exploitation. En outre, des accidents de forage ou des dommages causés à l'environnement pourraient accroître considérablement les frais d'exploitation, et divers facteurs liés à l'exploitation des champs pourraient avoir une incidence défavorable sur la production provenant de puits productifs. Ces facteurs comprennent des retards dans l'obtention d'approbations ou de consentements des autorités gouvernementales, la fermeture de puits reliés en raison de conditions météorologiques extrêmes, une capacité de stockage ou de transport insuffisante ou d'autres facteurs géologiques et mécaniques. Bien qu'une supervision diligente des puits et une maintenance efficace puissent contribuer à maximiser la cadence de production avec le temps, les retards de production et la détérioration des conditions habituelles d'exploitation des champs ne peuvent être éliminés et ils peuvent avoir une incidence défavorable à divers degrés sur les produits d'exploitation et les flux de trésorerie.

Les activités d'exploration, de mise en valeur et de production de pétrole et de gaz naturel comportent tous les risques et dangers généralement associés à de telles activités, notamment des dangers tels que le feu, une explosion, les éruptions, la formation de cratères, les émissions de gaz sulfureux et les déversements, dont chacun pourrait causer des dommages considérables aux puits pétrolifères et gazifères, aux usines de production, à d'autres biens ainsi qu'à l'environnement ou encore des blessures corporelles. Conformément à la pratique dans le secteur, Angle Energy n'est pas pleinement assurée contre tous ces risques, qui ne sont pas tous assurables. Bien qu'Angle Energy souscrive une assurance responsabilité d'un montant qu'elle considère comme conforme à la pratique dans le secteur, la nature de ces risques est telle que les obligations contractées pourraient excéder le plafond prévu par la police, auquel cas Angle Energy pourrait devoir engager des frais considérables susceptibles d'avoir une incidence défavorable importante sur sa situation financière. Les activités de production de pétrole et de gaz naturel comportent également tous les risques généralement associés à de telles activités, notamment les formations ou pressions imprévues, la baisse prématurée des réservoirs et l'infiltration d'eau dans des formations productives. Les pertes résultant de la matérialisation de l'un de ces risques pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les résultats d'exploitation, les liquidités et la situation financière futurs.

Risques liés aux acquisitions

L'acquisition de terrains pétrolières et gazifères ou de sociétés œuvrant dans ce secteur est fondée en grande partie sur des évaluations techniques, environnementales et économiques effectuées par l'acquéreur, des ingénieurs indépendants et des conseillers. Ces évaluations comportent une série d'hypothèses concernant des facteurs comme la récupération et la commercialisation du pétrole et du gaz naturel, les restrictions environnementales et les interdictions concernant les rejets et les émissions de différentes substances, les prix futurs du pétrole et du gaz naturel et les coûts d'exploitation, les dépenses en immobilisations futures et les redevances et autres droits gouvernementaux qui seront imposés pendant la durée de l'exploitation des réserves. Plusieurs de ces facteurs peuvent changer et sont indépendants du contrôle de la Société. Toutes ces évaluations comportent un certain degré d'incertitude sur le plan géologique, technique, environnemental et réglementaire qui pourrait faire en sorte que la production ou les réserves soient inférieures ou que les dépenses d'exploitation ou les dépenses en immobilisations soient supérieures à ce qui était prévu.

Bien qu'un examen de titres de propriété et d'études environnementales soit effectué avant un achat d'actifs de ressources, l'examen en question ne peut garantir qu'une faille non détectée dans la chaîne de titres de propriété ne sera pas utilisée afin de contester le titre de propriété de la Société à l'égard de certains actifs ou que des problèmes environnementaux n'existent pas.

Volatilité du cours des actions ordinaires

Le cours des actions ordinaires peut être volatil. La volatilité pourrait influencer sur la capacité des porteurs de vendre les actions ordinaires à un prix avantageux. Les fluctuations du cours des actions ordinaires peuvent découler du fait que les résultats d'exploitation de la Société ne soient pas conformes aux prévisions des analystes en valeurs mobilières ou des investisseurs au cours d'un trimestre, de la révision à la baisse des estimations des analystes en valeurs mobilières, de mesures d'ordre réglementaire des gouvernements, de la détérioration de la conjoncture générale des marchés ou des tendances économiques, des acquisitions, des aliénations ou d'autres annonces publiques importantes faites par la Société ou ses concurrents, de même que de divers autres facteurs, notamment ceux qui sont mentionnés à la rubrique « Énoncés prospectifs ». En outre, les titres négociés en bourse, notamment à la TSX, ont connu en 2008 et en 2009 d'importantes fluctuations des cours et de leurs volumes d'opérations. Ces fluctuations ont entraîné une volatilité de leurs cours n'ayant souvent aucune corrélation avec les variations du rendement des activités. Ces fluctuations générales du marché peuvent avoir une incidence défavorable sur le cours des actions ordinaires.

Non-matérialisation des avantages attendus des acquisitions et des aliénations, notamment des acquisitions de Ferrier et de Stonefire

Angle Energy effectue des acquisitions et des aliénations d'entreprises et d'actifs dans le cours normal de ses activités. L'intégration d'entreprises acquises peut obliger la direction à y consacrer beaucoup d'énergie, de temps et de ressources, ce qui pourrait détourner son attention et ses ressources des autres occasions stratégiques et de l'exploitation. Le 1^{er} juin 2009 et le 12 janvier 2010, la Société a conclu les acquisitions de Ferrier et de Stonefire, respectivement, afin de consolider sa position dans le secteur du pétrole et du gaz naturel et de se donner l'occasion de réaliser certains avantages, dont l'accroissement de la production et des réserves et des économies potentielles de coûts. La réalisation des avantages liés aux acquisitions et aux acquisitions futures que la Société pourrait réaliser est partiellement tributaire du succès de la consolidation des postes et de l'intégration des activités et des procédures rapidement et efficacement, ainsi que de la capacité de la Société à tirer profit des occasions de croissance prévues et des synergies découlant du regroupement des entreprises, des éléments d'actif et des activités acquises avec celles d'Angle Energy. L'intégration des entreprises et des éléments d'actif acquis oblige la direction à y consacrer beaucoup d'énergie, de temps et de ressources, ce qui pourrait détourner son attention et ses ressources des autres occasions stratégiques et de l'exploitation pendant ce processus. Le processus

d'intégration peut entraîner des perturbations pouvant nuire à la capacité de la Société à réaliser les avantages prévus de l'acquisition et d'acquisitions futures. La direction évalue continuellement la valeur et l'utilité des services fournis et les éléments d'actif nécessaires à la fourniture de ces services. À cet égard, les éléments d'actif non essentiels sont aliénés périodiquement afin qu'Angle Energy puisse affecter ses efforts et ses ressources de façon plus efficace. Selon l'état des marchés existants pour la vente de ces éléments d'actif, la valeur de certains éléments d'actif non essentiels d'Angle Energy, si elle les aliénait, pourrait être inférieure à leur valeur comptable figurant dans les états financiers d'Angle Energy.

Volatilité des prix des marchandises

Le prix du pétrole et du gaz naturel fluctue considérablement par suite de facteurs indépendants de la volonté de la Société qui sont liés à l'offre et à la demande régionales, nationales et mondiales. Les événements politiques et économiques à l'échelle mondiale peuvent influencer sur l'offre mondiale de pétrole et de gaz naturel et sur les prix mondiaux de ces ressources. Toute période prolongée de faiblesse des prix du pétrole et du gaz naturel pourrait amener Angle Energy à suspendre ou à cesser ses activités d'exploration, car l'exploration et/ou la production pétrolières et gazières peuvent ne plus être commercialement viables à ces prix.

Questions liées à l'exploitation

La détention et l'exploitation d'installations, de pipelines et de puits pétroliers et gaziers comportent de nombreux risques, notamment des risques d'origine naturelle, qui peuvent entraîner des éruptions, des dommages environnementaux et d'autres circonstances dangereuses ou imprévues qui pourraient causer des dommages aux propriétés d'Angle Energy et engager sa responsabilité envers les tiers. Angle Energy a l'intention de mettre en œuvre des pratiques prudentes en matière de gestion des risques et de maintenir une assurance de la responsabilité civile appropriée, si elle peut l'obtenir. Angle Energy peut être déclarée responsable de dommages découlant de certains éléments contre lesquelles elle ne peut s'assurer ou choisit de ne pas s'assurer en raison de la prime élevée ou pour d'autres motifs. Les frais liés à la réparation de ces dommages ou au paiement de ces obligations pourraient avoir un effet défavorable important sur Angle Energy, son exploitation et sa situation financière.

Dépendance envers les exploitants, la direction et le personnel clé

Le succès de l'exploration, de la mise en valeur et de la commercialisation d'intérêt pétrolier et gazier dépend d'un certain nombre de facteurs, notamment de la compétence technique du personnel. Le succès d'Angle Energy dépendra notamment du rendement de ses consultants et gestionnaires clés. L'incapacité d'Angle Energy de retenir les services de gestionnaires et de consultants ou d'autre personnel clé dotés des compétences et de l'expérience nécessaires pourrait avoir un effet défavorable important sur la croissance et la rentabilité d'Angle Energy. Angle Energy n'a pas souscrit d'assurance collaborateurs. De plus, Angle Energy ne sera pas nécessairement l'exploitante de certains terrains pétrolifères et gazifères dans lesquels elle acquiert une participation. Dans la mesure où Angle Energy n'est pas l'exploitante de ses terrains pétrolifères et gazifères, elle dépendra des exploitants pour l'établissement du calendrier des activités s'y rapportant et sera en grande partie incapable de diriger ou de contrôler les activités de ces exploitants.

Remplacement des réserves

Les réserves et la production pétrolière et gazière futures d'Angle Energy et les flux de trésorerie tirés de celles-ci dépendent étroitement de la capacité d'Angle Energy à acquérir ou à découvrir de nouvelles réserves. Sans l'ajout continu de nouvelles réserves, les réserves existantes qu'Angle Energy pourrait avoir à un moment précis et la production qui en provient diminueront à mesure que ces réserves sont exploitées. L'augmentation future des réserves d'Angle Energy dépendra non seulement sur sa capacité

de mettre en valeur les terrains qu'elle pourrait détenir à l'occasion, mais également de sa capacité à choisir et à acquérir des propriétés productives ou des zones d'intérêt appropriées. Rien ne garantit que les efforts d'Angle Energy en matière d'exploration et de mise en valeur permettront la découverte et la mise en valeur d'autres accumulations de pétrole et de gaz naturel susceptibles d'une exploitation commerciale. Les carburants de remplacement peuvent également représenter une source de concurrence.

Estimation des réserves

De nombreuses incertitudes entourent l'estimation des quantités de réserves de pétrole, de gaz naturel et de LGN et les flux de trésorerie qui en seront tirés, y compris bon nombre de facteurs indépendants de la volonté d'Angle Energy. Les réserves et les flux de trésorerie connexes dont il est question dans la présente notice annuelle représentent des estimations seulement. En général, les estimations des réserves de pétrole et de gaz naturel économiquement récupérables et des flux de trésorerie nets futurs qui en seront tirés sont fondées sur un certain nombre de facteurs et d'hypothèses variables, tels que la production passée tirée des propriétés, les taux de production, la récupération ultime des réserves, le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations, la possibilité de commercialiser le pétrole et le gaz naturel, les taux de redevances, les incidences présumées de la réglementation des organismes gouvernementaux et les coûts d'exploitation futurs, qui peuvent dans l'ensemble différer des résultats réels. C'est pourquoi les estimations des réserves de pétrole et de gaz naturel économiquement récupérables attribuables à un groupe particulier de propriétés, la classification de ces réserves en fonction du risque de récupération et les estimations des produits d'exploitation nets futurs qui devraient être tirés de ces réserves et qui sont préparées par différents ingénieurs ou par les mêmes ingénieurs à des moments différents peuvent varier. La production, les produits d'exploitation, les taxes et impôts et les frais de mise en valeur et d'exploitation réels d'Angle Energy à l'égard de ses réserves différeront des estimations faites à leur égard, et les écarts pourraient être importants. De plus, les évaluations sont fondées en partie sur le succès présumé des activités d'exploitation devant être entreprises au cours d'années futures. Les réserves et les flux de trésorerie estimatifs devant en être tirés dont il est question dans ces évaluations seront réduits dans la mesure où de telles activités d'exploitation ne permettent pas d'atteindre le niveau de succès présumé dans l'évaluation.

Les estimations des réserves prouvées pouvant être mises en valeur et produites à l'avenir sont souvent fondées sur des calculs volumétriques et établies par analogie avec d'autres types de réserves similaires plutôt que fondées sur la production réelle obtenue par le passé. Les estimations fondées sur ces méthodes sont généralement moins fiables que celles qui sont fondées sur la production réelle obtenue par le passé. Les mêmes réserves évaluées par la suite et établies en fonction de la production passée et des pratiques de production différeront des réserves estimatives, et les écarts pourraient être importants. Bon nombre des puits productifs d'Angle Energy ont un historique de production limité. Par conséquent, l'historique de production sur lequel les estimations des réserves sont fondées est restreint. En outre, une part importante des réserves d'Angle Energy peut être attribuable à un nombre limité de puits et, par conséquent, toute variation des résultats de production ou des caractéristiques des réservoirs à l'égard de ces puits peut avoir une incidence considérable sur les réserves d'Angle Energy.

Conformément aux lois sur les valeurs mobilières applicables, GLJ a utilisé des estimations prévisionnelles des prix et des coûts dans le calcul des quantités de réserves. Le montant net des produits d'exploitation futurs réels sera touché par d'autres facteurs tels que les niveaux de production réels, l'offre et la demande de pétrole et de gaz naturel, les réductions ou augmentations de la consommation des acheteurs de pétrole et de gaz naturel, les modifications apportées à la réglementation ou au régime de taxation et d'imposition du gouvernement et l'incidence de l'inflation sur les coûts. La production réelle et les produits d'exploitation qui en seront tirés différeront des estimations contenues dans le rapport de GLJ et le rapport de GLJ concernant Stonefire, et les écarts pourraient être importants. Le rapport de GLJ et le rapport de GLJ concernant Stonefire sont fondés en partie sur le succès présumé des activités qu'Angle Energy entend réaliser au cours des exercices futurs. Les réserves et les flux de trésorerie estimatifs devant en être tirés et figurant dans le rapport de GLJ et le rapport de GLJ concernant Stonefire

seront réduits dans la mesure où de telles activités ne remportent pas le succès escompté dans ces rapports.

Le rapport de GLJ et le rapport de GLJ concernant Stonefire sont valides à une date précise et n'ont pas été mis à jour. Il ne reflète donc pas les charges imputées aux ressources d'Angle Energy depuis cette date.

Besoins de financement supplémentaires et risque d'illiquidité

Les flux de trésorerie qu'Angle Energy tirera de ses réserves ne seront pas nécessairement suffisants pour financer ses activités en permanence. À l'occasion, Angle Energy peut avoir besoin de financement supplémentaire pour exercer ses activités d'acquisition, d'exploration et de mise en valeur dans le secteur pétrolier et gazier ou pour mettre en œuvre pleinement les objectifs stratégiques et les plans d'entreprise de la Société. Si les revenus qu'Angle Energy tire de ses réserves diminuent, par suite d'une baisse des prix du pétrole et du gaz naturel ou pour d'autres raisons, cette baisse aura une incidence sur la capacité d'Angle Energy d'affecter les capitaux nécessaires au remplacement de ses réserves ou au maintien de la production. Si les flux de trésorerie tirés de l'exploitation d'Angle Energy ne suffisent pas à remplir ses besoins liés aux dépenses en immobilisations, rien ne garantit qu'un financement supplémentaire sous forme de titres de créances ou de titres de participation lui sera offert à cette fin ou qu'il lui sera offert selon des modalités favorables. Dans la mesure où des sources externes de capitaux sont restreintes ou ne sont pas offertes ou ne sont offertes que selon des modalités onéreuses, la capacité de la Société d'effectuer des investissements et de maintenir l'actif ou l'exploitation existants pourrait être réduite, et cette situation pourrait avoir des incidences défavorables importantes sur son actif, son passif, son entreprise, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

La persistance des incertitudes sur les marchés de crédit nationaux et internationaux pourrait nuire de façon importante à la capacité de la Société à avoir accès à des capitaux suffisants aux fins de ses dépenses en immobilisations et de ses acquisitions, ce qui aurait un effet défavorable important sur la capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie d'entreprise et sur sa capacité financière. Rien ne garantit qu'Angle Energy aura accès à du financement ou que ce financement sera suffisant pour répondre à ces besoins ou à d'autres besoins de l'entreprise ou, si elle a accès à du financement, que ce financement lui sera offert selon des modalités acceptables pour elle. La Société ne peut prédire l'importance des émissions futures de titres de participation ou de titres de créance ni l'effet, le cas échéant, que ces émissions et ventes des titres de la Société auraient sur le cours de ses actions ordinaires. En outre, les financements futurs ou d'autres opérations qui s'accompagnent de l'émission de titres de la Société pourraient comporter un effet dilutif pour les actionnaires existants.

Couverture

La Société peut à l'occasion conclure des conventions qui lui permettent d'obtenir des prix fixes en contrepartie de sa production de pétrole et de gaz naturel afin de compenser le risque de perte de revenu en cas de baisse des prix des marchandises; toutefois, si les prix des marchandises progressent au-delà des plafonds fixés dans ces conventions, la Société ne bénéficiera pas de ces augmentations, et la Société pourrait néanmoins être tenue de verser des redevances sur ces prix supérieurs, même si elle ne les a pas touchés, compte tenu de l'effet de ces conventions.

Préoccupations environnementales

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est assujettie à une réglementation environnementale découlant de lois locales, provinciales et fédérales. Une violation de ces lois pourrait entraîner des amendes ou d'autres pénalités, ainsi qu'une responsabilité à l'égard de mesures correctives visant à corriger les problèmes environnementaux occasionnés par l'exploitation d'Angle Energy. Se reporter à la rubrique « Situation dans le secteur – Réglementation environnementale ». Si Angle Energy ne parvenait pas à financer

entièrement les coûts de remise en état découlant d'un problème environnemental, elle pourrait devoir suspendre ses activités ou prendre des mesures de conformité provisoires en attendant d'achever la remise en état. La législation en matière d'environnement évolue d'une manière qui devrait entraîner des normes et une application plus strictes, ainsi que des amendes et obligations plus élevées et potentiellement augmenter les dépenses en immobilisations et les frais d'exploitation. Le rejet de pétrole, de gaz naturel ou d'autres polluants dans l'air, le sol ou l'eau peut donner lieu à des obligations envers des gouvernements et des tiers et obliger Angle Energy à engager des frais pour remédier à la situation. Bien qu'Angle Energy estime être essentiellement en conformité avec la réglementation en matière d'environnement applicable en vigueur, il n'est pas certain que les lois sur l'environnement n'auront pas pour effet de réduire la production ou d'augmenter considérablement les coûts de production, ainsi que les activités de mise en valeur ou d'exploration ou qu'elles n'auront pas une incidence défavorable sur la situation financière, les résultats d'exploitation ou les perspectives d'Angle Energy. Se reporter à la rubrique « Situation dans le secteur – Réglementation environnementale ».

Cadre réglementaire

Les activités liées au pétrole et au gaz naturel (l'exploration, la production, l'établissement des prix, la commercialisation et le transport) sont assujetties à des contrôles et à une réglementation étendus imposés par divers échelons de gouvernements, qui pourraient être modifiés à l'occasion. Se reporter à la rubrique « Situation dans le secteur ». Les activités d'Angle Energy pourraient exiger l'obtention de licences auprès de diverses autorités gouvernementales. Rien ne garantit qu'Angle Energy sera en mesure d'obtenir toutes les licences et tous les permis pouvant être requis pour la réalisation de ses activités d'exploration et de mise en valeur à ses projets. On ne prévoit pas que ces contrôles ou ces règlements auront une incidence sur l'exploitation d'Angle Energy qui différera de façon importante de leurs incidences sur d'autres sociétés pétrolières et gazières d'envergure similaire.

Nouveau régime de redevances de l'Alberta

Le 25 octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a publié le nouveau régime de redevances, qui introduisait, à compter du 1^{er} janvier 2009, de nouvelles redevances à l'égard du pétrole et du gaz naturel classiques qui sont fondées sur le prix et les niveaux de production et qui s'appliquent aux projets de sables bitumineux nouveaux et existants ainsi qu'aux activités nouvelles et existantes liées au pétrole et au gaz naturel classique. Le 10 avril 2008, le gouvernement de l'Alberta a ajouté au nouveau régime de redevances deux programmes de redevances d'une durée de cinq ans qui ont également pris effet le 1^{er} janvier 2009, soit le *Deep Oil Exploratory Well Regulation* et le *Natural Gas Deep Drilling Regulation*. Ces deux programmes ont pour objet de promouvoir la mise en valeur continue des réserves de pétrole et de gaz naturel situées en profondeur et à coût élevé.

Le 3 mars 2009, le gouvernement de l'Alberta, en réponse à la conjoncture économique, a annoncé un programme de redevances temporaire visant à stimuler l'activité de forage. Ce programme offrira des crédits de redevances de 200 \$ par mètre foré dans de nouveaux puits de pétrole et de gaz naturel classique. Pour être admissibles, les forages doivent viser un puits productif de pétrole et de gaz naturel classique foré sur des terrains assujettis à des droits miniers de la Couronne, être démarrés entre le 1^{er} avril 2009 et le 1^{er} avril 2010, et être terminés dans le même délai.

Le 25 juin 2009, le gouvernement de l'Alberta a annoncé une prolongation d'un an du programme de stimulation des forages décrits ci-dessus et a annoncé qu'il entreprendrait un examen global sur la compétitivité qui comprendrait une consultation du secteur et une coordination entre divers ministères. Le gouvernement a annoncé sa réponse aux résultats de l'examen sur la compétitivité le 11 mars 2010. Les courbes de redevances qui s'appliqueront au pétrole et au gaz naturel classiques par suite de ce processus seront publiées d'ici le 31 mai 2010. Les taux de redevances maximums seront ramenés de 50 % à 40 % pour le pétrole et à 36 % pour le gaz naturel. La redevance temporaire de stimulation applicable à la première année de production des puits de pétrole et de gaz naturel deviendra permanente plutôt que de

prendre fin le 31 mars 2011. L'admissibilité au volet de transition du nouveau régime de redevance prendra fin le 1^{er} janvier 2011, mais les exploitants de puits qui ont déjà opté pour ce volet pourront choisir d'être assujettis aux nouvelles courbes de redevances à compter de cette date.

Dans le cadre du nouveau régime de redevances et malgré l'imminence des nouvelles courbes de redevances, le taux de redevances moyen d'Angle Energy pourrait augmenter, selon les prix et/ou la productivité accrue des nouveaux puits. Ces changements récents pourraient avoir une incidence négative sur le bénéfice net, les fonds tirés de l'exploitation, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les rentrées nettes tirées de l'exploitation et la valeur des réserves, ce qui pourrait créer des incertitudes quant aux possibilités de récupération de la valeur comptable de l'actif pétrolier et gazier d'Angle Energy. Néanmoins, Angle Energy prévoit que les paramètres économiques de la production tirée de ses terrains seront acceptables dans le cadre du nouveau régime de redevances, notamment parce qu'un ralentissement éventuel dans le secteur d'activité pourrait entraîner une baisse du coût des services, ce qui contrebalancerait la légère baisse possible des taux de rendement liés à des redevances supérieures.

Législation sur les changements climatiques

Le Canada est l'un des signataires de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et a ratifié le protocole de Kyoto, qui a été établi aux termes de celle-ci. Le Canada est donc tenu de fixer des cibles obligatoires de réduction des émissions de dioxyde de carbone, de méthane, d'oxyde nitreux et d'autres GES dans tout le pays. Toutefois, on pense généralement que le gouvernement fédéral a abandonné son intention de se conformer aux obligations qui lui incombent aux termes du protocole de Kyoto et qu'il harmonisera sa démarche avec la politique relative aux GES et aux changements climatiques qu'élaborera la nouvelle administration américaine sous la direction du président Obama. Le Canada et les États-Unis se sont engagés aux mêmes cibles de réduction des GES dans le cadre de l'accord de Copenhague conclu au sommet de Copenhague. Bien que le Sénat américain se penche sur divers projets de loi relatifs aux changements climatiques, on ne sait pas si ces textes seront adoptés. Le gouvernement fédéral a indiqué que les lois fédérales futures dépendraient de l'issue des efforts aux États-Unis. Les lois futures adopteront probablement une démarche différente de celle qu'annonçait le plan Prendre le virage, mais la portée et le calendrier des nouveaux règlements demeurent incertains. Les installations d'Angle Energy, notamment celles qui ont trait à l'exploration et à la production, émettent une faible quantité de GES, ce qui pourrait assujettir Angle Energy aux lois canadiennes régissant les émissions de GES.

En Alberta, le *Specified Gas Emitters Regulation* pris en vertu de la *Climate Change Emissions Management Act* est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2007. En vertu de ce règlement, les installations qui émettent plus de 100 000 tonnes de GES par année doivent réduire l'intensité de leurs émissions de 12 % par rapport à un niveau de référence fondé sur la moyenne des émissions pour la période de 2003 à 2005. On prévoit que ce seuil sera ramené à 50 000 tonnes à court ou à moyen terme. Angle Energy n'est pas considérée comme un important émetteur industriel (*Large Industrial Emitter*) en vertu de la loi albertaine et, à ce jour, la Société n'est pas assujettie aux frais qu'entraîne la conformité à ces règlements sur les émissions.

Crise financière mondiale

La conjoncture et les événements récents sur les marchés, notamment les perturbations des marchés de crédit internationaux et des autres systèmes financiers et la détérioration de la conjoncture économique mondiale, ont entraîné une volatilité importante des prix des marchandises. Cette conjoncture s'est détériorée au troisième et au quatrième trimestres de 2008 et cette dégradation s'est poursuivie en 2009, ce qui a entraîné une perte de confiance sur les marchés financiers et de crédit américains et mondiaux. Même si les marchés des capitaux semblent se stabiliser, la volatilité, l'illiquidité, les écarts de taux importants, l'absence de transparence des prix, les pertes sur prêt et un resserrement du crédit persistent. Ces facteurs ont eu et pourraient continuer d'avoir un effet négatif sur les évaluations de la Société.

Les énoncés prospectifs pourraient se révéler inexacts.

Les investisseurs ne devraient pas se fier indûment aux énoncés prospectifs. De par leur nature, ces énoncés comportent de nombreuses hypothèses, des risques connus et inconnus et des incertitudes, d'ordre général et particulier, pouvant faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ce que laissent entendre les énoncés prospectifs ou contribuant à la possibilité que les prédictions, les prévisions ou les projections se révèlent considérablement inexacts.

De plus amples renseignements sur les risques, les hypothèses et les incertitudes figurent dans la présente notice annuelle à la rubrique « Énoncés prospectifs ».

Rendements de placement

Angle Energy n'a jamais versé de dividendes ni effectué de distributions sur ses titres. De plus, il se peut qu'Angle Energy n'atteigne jamais le niveau de rentabilité qui lui permettrait de verser des dividendes ou d'effectuer d'autres formes de distribution en faveur de ses porteurs de titres. Quoiqu'il en soit, compte tenu du stade de développement d'Angle Energy, il se peut qu'une longue période s'écoule avant qu'Angle Energy soit en mesure de verser des dividendes ou d'effectuer des distributions en faveur de ses investisseurs. Le versement de dividendes futur par Angle Energy est laissé à l'appréciation de son conseil d'administration. À cet égard, Angle Energy a actuellement l'intention de conserver son bénéfice afin de financer l'expansion de son entreprise et ne prévoit pas verser des dividendes dans un proche avenir.

Concurrence

La concurrence est vive dans toutes les facettes de l'industrie pétrolière et gazière. Angle Energy livre concurrence à de nombreux autres participants, bon nombre desquels disposent de ressources techniques et financières plus importantes que les siennes, dans la recherche de capitaux et de personnel compétent, pour l'accès aux tours de forage et à d'autre matériel, aux installations de traitement, de transport par pipeline et de raffinage ainsi que dans tous les autres aspects de son exploitation.

Disponibilité d'équipement et de personnel qualifié et frais connexes

Les activités d'exploration et de mise en valeur pétrolière et gazière dépendent de la disponibilité de matériel, notamment de matériel de forage, et de personnel qualifié dans les secteurs où ces activités se déroulent. La demande à l'égard de matériel dont la disponibilité est restreinte et de personnel compétent peut réduire leur disponibilité pour Angle Energy et retarder ses activités. De plus, le coût du personnel compétent et du matériel dans le secteur où l'actif d'Angle Energy est situé est extrêmement élevé en raison de la demande dont ils font l'objet dans ce secteur.

Gestion de la croissance

Angle Energy pourrait être exposée à des risques inhérents à la croissance, notamment à des contraintes de capacité et à des pressions exercées sur ses systèmes et contrôles internes. Pour pouvoir gérer la croissance efficacement, Angle Energy devra continuer de mettre en œuvre des systèmes d'exploitation et des systèmes financiers et de les améliorer ainsi que de recruter des employés, de les former et de les gérer. L'incapacité d'Angle Energy de gérer cette croissance pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses activités, son exploitation et ses perspectives.

Titre de propriété des éléments d'actif

Bien que l'on effectue des examens de titres selon les normes en vigueur dans le secteur d'activité avant l'achat de la plupart des propriétés productrices de pétrole et de gaz naturel ou avant le démarrage de

puits, ces examens ne garantissent pas qu'un vice imprévu dans la chaîne de titres ne portera pas atteinte aux droits d'Angle Energy, ce qui pourrait entraîner une réduction des revenus que touche Angle Energy.

Conflits d'intérêts possibles

Certains administrateurs d'Angle Energy sont également administrateurs ou dirigeants de sociétés qui font concurrence aux intérêts d'Angle Energy. Rien ne garantit que les occasions d'affaire que repèrent ces membres du conseil seront fournies à Angle Energy. Ces conflits doivent être communiqués en conformité avec la procédure prévue par l'ABCA et sous réserve des recours qui y sont prévus.

Changement d'ordre législatif

Rien ne garantit que les lois, notamment fiscales, ou les programmes incitatifs gouvernementaux liés à l'industrie pétrolière et gazière ne seront pas modifiés d'une manière défavorable pour Angle Energy. Le nouveau régime de redevances et les nouvelles courbes de redevances qui découleront de l'examen sur la compétitivité menée par le gouvernement n'ont pas encore été pleinement mis en œuvre, et leur forme définitive suscite de l'incertitude. Rien ne garantit que les autorités fiscales compétentes accepteront la façon dont Angle Energy calcule son revenu à des fins fiscales ni que ces autorités ne modifieront pas leur pratique administrative au détriment d'Angle Energy.

Caractère saisonnier et climat

Le niveau d'activité dans le secteur du pétrole et du gaz naturel canadien est influencé par les conditions météorologiques saisonnières. La pluie et le dégel printanier peuvent rendre le sol instable.

Les municipalités et ministères des transports provinciaux interdisent l'accès à certaines routes, ce qui restreint les déplacements des appareils de forage et d'autre matériel lourd et réduit ainsi le niveau d'activité. De plus, certaines zones productives pétrolifères et gazifères sont situées dans des régions qui ne sont accessibles que durant les mois d'hiver étant donné que le sol qui entoure les sites situés dans ces zones est marécageux. Les facteurs saisonniers et des conditions météorologiques imprévues peuvent entraîner une baisse des activités d'exploration et de production et une diminution correspondante de la demande à l'égard des biens et services d'Angle Energy.

Emprunts et nouvelles émissions de titres de créance

La banque d'Angle Energy se verra consentir une charge grevant la quasi-totalité de l'actif d'Angle Energy, notamment les éléments d'actif acquis dans le cadre de l'acquisition de Stonefire. Si Angle Energy devient incapable d'assumer le coût du service de sa dette ou commet autrement un cas de défaut, comme un acte de faillite, cette banque pourrait vendre les propriétés d'Angle Energy ou prononcer une forclusion à cet égard. Le produit de cette vente servirait à régler les sommes qui sont dues à la banque et aux autres créanciers d'Angle Energy, et cette dernière n'aurait accès qu'au solde, s'il en est.

Angle Energy peut à l'occasion 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 ce qui pourrait accroître le niveau d'endettement d'Angle Energy au-delà des normes applicables dans le secteur. Les statuts et les règlements administratifs d'Angle Energy ne limitent pas le montant de la dette qu'elle peut contracter. Le niveau d'endettement d'Angle Energy à l'occasion pourrait nuire à sa capacité d'obtenir un financement additionnel à l'avenir dans les délais requis pour qu'elle puisse saisir les occasions d'affaires qui s'offrent à elle.

Revendications de peuples autochtones

Des peuples autochtones ont revendiqué la propriété et des droits à l'égard de parties de l'Ouest canadien. À la connaissance d'Angle Energy, ses terrains et actifs ne font l'objet d'aucune revendication. Toutefois, s'ils devaient faire l'objet d'une revendication de peuples autochtones et que ces derniers devaient obtenir gain de cause, cela pourrait avoir un effet défavorable sur Angle Energy et ses activités.

Risque de crédit et retards de paiement

Angle Energy est ou pourrait être exposée à un risque de crédit en raison des ententes contractuelles qu'elle a conclues avec des coentrepreneurs actuels et futurs, les négociants de sa production de pétrole et de gaz naturel et d'autres parties. Le fait pour ces entités de ne pas s'acquitter de leurs obligations contractuelles envers Angle Energy pourrait avoir une incidence défavorable importante sur celle-ci et ses flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation. En outre, une mauvaise note de crédit touchant le secteur et des coentrepreneurs pourrait avoir une incidence sur la volonté d'un coentrepreneur de participer au programme d'immobilisations en vigueur d'Angle Energy et potentiellement retarder ce dernier et en retarder les résultats jusqu'à ce qu'Angle Energy trouve un autre coentrepreneur approprié.

En plus des délais normaux dans les paiements que les acheteurs de pétrole et de gaz naturel font à Angle Energy ou aux exploitants et des délais avant que les exploitants ne remettent le paiement à Angle Energy, les paiements entre ces parties peuvent être retardés en raison de restrictions qu'imposent les prêteurs, de délais comptables, de retards liés à la vente ou à la livraison de produits, de retards liés au branchement de puits à un système de collecte, de rajustements liés aux périodes antérieures ou du recouvrement par l'exploitant de frais engagés dans l'exploitation des terrains. L'un ou l'autre de ces délais ou de ces retards pourrait réduire le montant des flux de trésorerie disponibles aux fins des activités d'Angle Energy au cours d'une période donnée et pourrait l'exposer à un risque de crédit supplémentaire.

Réductions en matière d'assurance

En participant à l'exploration et à la mise en valeur de terrains pétrolifères et gazifères, Angle Energy risque d'engager sa responsabilité par suite de pollution, d'éruptions, de dommages matériels, de blessures corporelles ou d'autres dangers. Bien qu'avant de forer, Angle Energy souscrive une assurance conforme aux normes du secteur afin de couvrir certains de ces risques, une telle assurance comporte des restrictions en matière de responsabilité et pourrait ne pas couvrir la totalité des obligations contractées. En outre, ces risques ne sont pas assurables dans toutes les circonstances ou, dans certains cas, Angle Energy peut choisir de ne pas souscrire d'assurance relativement à certains risques en raison des primes élevées demandées ou pour d'autres raisons. L'exécution d'obligations non assurées réduirait les fonds dont dispose Angle Energy. La survenance d'un événement important contre lequel Angle Energy n'est pas entièrement assurée ou l'insolvabilité de l'assureur pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière, les résultats d'exploitation ou les perspectives d'Angle Energy.

Variation de la demande de produits pétroliers et solutions de rechange s'y rapportant

Les mesures de conservation du carburant, les besoins en carburant de remplacement, la demande croissante des consommateurs de substituts du pétrole et du gaz naturel et les percées technologiques qui touchent l'économie de carburant et les appareils de production d'énergie pourraient réduire la demande de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides. Angle Energy ne peut prédire l'effet de la fluctuation de la demande pour les produits de pétrole et de gaz naturel, et tout changement important à cet égard pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Angle Energy.

POURSUITES ET APPLICATION DE LA LOI

À la connaissance de la Société, il n'existe aucune poursuite ni mesure réglementaire importante pour la Société à laquelle la Société est partie ou qui met en cause ses biens et, à la connaissance de la Société, aucune poursuite ni mesure des autorités de réglementation n'est envisagée.

Depuis la constitution de la Société, aucune amende ni sanction n'a été infligée à la Société par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par un organisme de réglementation des valeurs mobilières, et aucune autre amende ni sanction n'a été infligée à la Société par un tribunal ou par un organisme de réglementation et qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision d'investissement, et la Société n'a conclu aucun règlement à l'amiable devant un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou avec un organisme de réglementation des valeurs mobilières pendant l'exercice.

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

Sauf comme il est indiqué dans la présente notice annuelle, à la connaissance des administrateurs et des dirigeants de la Société, aucun des administrateurs ni membres de la haute direction de la Société ni aucune personne qui, directement ou indirectement, a la propriété véritable de plus de 10 % des titres comportant droit de vote de la Société ni aucune personne qui a des liens avec eux, respectivement, ou qui font partie du même groupe qu'eux, n'a ni n'a eu un intérêt important, direct ou indirect, dans une opération conclue au cours des trois derniers exercices ou de l'exercice courant de la Société ou dans une opération projetée qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'elle aura une incidence importante sur la Société.

Noralee Bradley, présidente du conseil de la Société, est associée d'Osler, Hoskin & Harcourt S.E.N.C.R.L./s.r.l., cabinet d'avocats qui fournit des services juridiques à la Société.

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

Le vérificateur de la Société est KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables agréés, que le conseil a nommé pour la première à titre de vérificateur de la Société en février 2008.

L'agent chargé de la tenue des registres et agent des transferts pour les actions ordinaires de la Société est Valiant Trust Company à son bureau principal de Calgary, en Alberta et à sa succursale de Toronto, en Ontario. Le registre des transferts d'actions ordinaires est situé au bureau de Valiant Trust Company à Calgary, en Alberta.

CONTRATS IMPORTANTS

Exception faite de la convention de Stonefire et comme il est indiqué ailleurs dans la présente notice annuelle et exception faite des contrats conclus dans le cours normal des affaires, la Société n'a conclu aucun contrat important au cours de son dernier exercice, et aucun contrat important en vigueur n'a été conclu avant le début du dernier exercice.

INTÉRÊT DES EXPERTS

Les estimations des réserves figurant dans la présente notice annuelle sont tirées d'un rapport qu'a préparé GLJ, l'évaluateur des réserves indépendant. À la date des présentes, à la connaissance de la Société, ni GLJ ni aucun de ses dirigeants, administrateurs, employés ni consultants n'ont la propriété véritable, directement ou indirectement, d'actions ordinaires en circulation de la Société. En outre, il n'est

pas prévu à l'heure actuelle qu'un dirigeant, un administrateur, un employé ou un consultant de GLJ soit élu, nommé ou employé à titre d'administrateur, de dirigeant ou d'employé de la Société ou de l'une des personnes qui a des liens avec elle ou de l'un des membres de son groupe.

À la date de la présente notice annuelle, KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables agréés, ont déclaré qu'ils étaient indépendants conformément aux règles de déontologie de l'Institute of Chartered Accountants of Alberta.

Sauf comme il est indiqué ci-dessus, aucun autre expert (dont la profession ou l'activité confère autorité aux rapports, aux évaluations, aux déclarations ou aux avis faits par lui) n'a été nommé dans les documents d'information en valeurs mobilières qu'a déposés la Société pendant son dernier exercice.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

Des renseignements complémentaires concernant Angle Energy sont disponibles sur SEDAR à www.sedar.com. Des renseignements complémentaires, notamment sur la rémunération des administrateurs et des dirigeants, sur les prêts qui leur ont été consentis, sur le nom des principaux porteurs des actions ordinaires et sur les titres autorisés aux fins d'émission dans le cadre de régimes de rémunération sous forme de titres de participation, figurent dans la circulaire de sollicitation de procurations de la Société concernant l'assemblée annuelle des actionnaires devant avoir lieu le 26 mai 2010 ou, en cas d'ajournement, toute reprise de celle-ci. Des renseignements financiers complémentaires sont fournis dans les états financiers vérifiés de la Société et dans le rapport de gestion établis pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

ANNEXE A
ANGLE ENERGY INC.
(LA « SOCIÉTÉ »)
MANDAT DU COMITÉ DE VÉRIFICATION

Généralités

Le conseil d'administration de la Société (le « **conseil** ») mettra sur pied un comité de vérification (le « **comité de vérification** ») dont le rôle principal sera de l'aider à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance relativement à ce qui suit :

- l'exactitude et l'exhaustivité des états financiers de la Société;
- les systèmes de contrôles internes et de communication de l'information financière de la Société;
- la sélection et les activités du vérificateur externe de la Société;
- la communication directe avec les vérificateurs internes et externes de la Société;
- l'élaboration de la stratégie de gestion des risques de la Société;
- le respect par la Société des exigences des lois et des règlements applicables;
- toute fonction supplémentaire énoncée dans le présent mandat ou que lui délègue autrement le conseil.

Composition et fonctionnement

Chaque année, le conseil nommera au moins trois administrateurs à titre de membres du comité de vérification. Tous les membres du comité de vérification doivent être des administrateurs « indépendants », au sens attribué à cette expression à l'occasion dans les exigences et les lignes directrices visant le comité de vérification prévues par les lois sur les valeurs mobilières applicables ainsi que dans les règles de toute bourse à la cote de laquelle sont inscrits les titres de la Société.

Tous les membres du comité de vérification doivent posséder des compétences financières. Le conseil définira à l'occasion l'expression « compétence financière » et les critères connexes, mais cette définition inclura au minimum la capacité de lire et de comprendre un jeu d'états financiers qui présente des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables, dans l'ensemble, à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées lors de la lecture des états financiers de la Société.

Les administrateurs qui ne font pas partie du comité de vérification peuvent assister à la totalité ou à une partie des réunions de ce comité, mais n'y sont pas habilités à voter.

Mandat

Le comité de vérification aura les fonctions suivantes :

Information financière et communication de l'information

Il examinera les états financiers annuels vérifiés préparés par la direction de concert avec les vérificateurs externes, le rapport de gestion connexe de même que les communiqués sur les résultats en vue de leur approbation par le conseil.

Ces examens seront effectués avant la publication de tout sommaire des résultats financiers ou le dépôt de ces rapports auprès de l'autorité en valeurs mobilières compétente.

Il examinera les états financiers trimestriels non vérifiés, le rapport de gestion connexe de même que les communiqués sur les résultats en vue de leur approbation par le conseil.

Il examinera, avec la direction et le vérificateur externe, les pratiques comptables importantes qu'utilise la Société et les questions relatives à la communication de l'information, notamment les opérations complexes ou inhabituelles, les questions qui font appel à la subjectivité, comme les réserves ou les estimations, les modifications importantes des principes comptables ainsi que les autres traitements des opérations importantes conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Un tel examen doit être effectué afin qu'il y ait une certitude raisonnable, que les états financiers sont complets, ne renferment aucune déclaration fausse ou trompeuse et présentent de façon équitable la situation financière de la Société de même que les résultats de ses activités conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

Il confirmera, au moyen de discussions avec la direction, que les principes comptables généralement reconnus du Canada et l'ensemble des lois ou des règlements applicables se rapportant à l'information financière et à sa communication sont respectés.

Il examinera toute poursuite actuelle ou prévue ou tout autre événement, y compris les cotisations fiscales, susceptibles d'avoir une incidence importante à l'heure actuelle ou à l'avenir sur les états financiers de la Société, de même que leur présentation dans les états financiers.

Il discutera, avec la direction, de l'incidence de toute opération hors bilan, des ententes, des obligations et des autres relations avec des entités non consolidées ou d'autres personnes qui risquent d'avoir une incidence importante sur la situation financière de la Société, sur ses résultats d'exploitation, sur ses liquidités, sur ses dépenses en immobilisations, sur ses ressources en capital ou encore sur ses produits d'exploitation et charges.

Il verra à ce que des procédures adéquates soient en place aux fins de l'examen de la communication publique, par la Société, de l'information financière tirée de ses états financiers et il évaluera périodiquement le caractère adéquat de ces procédures.

Surveillance des contrôles internes

Il examinera et évaluera le caractère adéquat et l'efficacité du système de contrôles internes et du système d'information de gestion de la Société au moyen de discussions avec la direction et le vérificateur externe.

Il surveillera le système de contrôles internes comme suit :

- en consultant le vérificateur externe à propos du caractère adéquat des contrôles internes de la Société;
- en faisant un suivi des politiques et des procédures visant la comptabilité interne, le contrôle financier et l'information de gestion, le contrôle des données électroniques et la sécurité informatique;

- en obtenant de la direction des assurances adéquates voulant que tous les paiements et retenues prévus par les lois ont été effectués;
- en prenant toute autre mesure qu'il juge nécessaire.

Il surveillera les enquêtes portant sur des fraudes et des actes illégaux allégués ayant trait aux finances de la Société de même que toute mesure qui en découle.

Il établira des procédures aux fins de la réception, de la conservation et du traitement des plaintes formulées à la Société concernant la comptabilité, les contrôles comptables internes ou des questions de vérification, de l'envoi confidentiel et sous le couvert de l'anonymat, par les employés de la Société, de préoccupations touchant des questions de comptabilité ou de vérification douteuses, et de la protection contre les représailles des employés qui formulent ces plaintes de bonne foi.

Nomination et destitution du vérificateur externe

Il recommandera la nomination ou le remplacement du vérificateur externe au conseil, qui tiendra compte de la recommandation avant de soumettre le candidat proposé à l'approbation des porteurs de titres. Si le remplacement des vérificateurs externes est proposé, le comité de vérification examinera les motifs du remplacement et toute autre question importante qui s'y rattache, notamment la réaction des vérificateurs en poste, et se renseignera sur les compétences des vérificateurs dont la candidature est proposée avant de formuler sa recommandation au conseil.

Il examinera les plans de la direction en vue d'assurer une transition ordonnée vers le nouveau vérificateur externe, s'il y a lieu.

Il approuvera au préalable, conformément aux lois applicables, tous les services non liés à la vérification que doit rendre à la Société le vérificateur externe, compte tenu de la compatibilité du service avec l'indépendance du vérificateur externe.

Il examinera et approuvera les politiques en matière d'embauche de la Société ayant trait aux associés et aux salariés, anciens ou actuels, du vérificateur externe, ancien et actuel.

Liaison avec le vérificateur externe

Le vérificateur externe relèvera directement du comité de vérification.

Le comité surveillera le travail du vérificateur externe engagé afin qu'il établisse ou délivre un rapport de vérification ou rende d'autres services de vérification, d'examen ou d'attestation à la Société.

Il réglera tout désaccord survenu entre la direction et le vérificateur externe à l'égard de l'information financière.

Il examinera toutes les autres communications écrites importantes entre le vérificateur externe et la direction, y compris la lettre postérieure à la vérification adressée à la direction et qui renferme les recommandations du vérificateur externe ainsi que la réponse de la direction, puis il fera le suivi des lacunes constatées.

Il rencontrera le vérificateur externe de façon indépendante de la direction et en l'absence de la direction au moins une fois l'an pour parler de questions particulières et les passer en revue et, s'il y a lieu, pour se pencher sur toute question importante que le vérificateur souhaite qu'il examine.

Examen de la vérification externe

Il examinera, avec la direction, la rémunération du vérificateur externe et formulera des recommandations à cet égard au conseil. À cette fin, il étudiera le nombre et la nature des rapports délivrés par le vérificateur externe, la qualité des contrôles internes, la taille, la complexité structurelle et la situation financière de la Société, ainsi que les autres services de soutien que le vérificateur externe rend à la Société.

Il examinera, avec la direction, les modalités de la mission du vérificateur externe, ses responsabilités, son expérience, ses compétences et son rendement, et il évaluera le rendement du vérificateur externe.

Il examinera le plan de vérification et la portée de la vérification externe avec le vérificateur externe et la direction, et étudiera la nature et la portée des procédures de vérification planifiées.

Il discutera avec le vérificateur externe des modifications importantes devant être apportées à la méthodologie employée dans le plan de vérification ou à la portée de ce dernier, la façon dont la direction traite tout rajustement que propose le vérificateur externe, de même que les mesures que la direction a prises ou omises de prendre pour limiter la portée du travail du vérificateur externe.

Il examinera, indépendamment de la direction, et en l'absence de cette dernière, les résultats de la vérification externe annuelle, le rapport des vérificateurs connexe de même que l'examen, par le vérificateur, du rapport de gestion y afférent, et il discutera avec le vérificateur externe de la qualité (et non seulement du caractère acceptable) des principes comptables utilisés, des autres traitements de l'information financière qui ont été abordés avec la direction, des ramifications de leur emploi et du traitement que préconise le vérificateur, ainsi que de toute autre communication importante avec la direction.

Il engagera le vérificateur externe pour qu'il examine tous les états financiers intermédiaires et il passera en revue les résultats de l'examen des états financiers et du rapport de gestion indépendant connexe par le vérificateur, et ce, en l'absence de la direction.

Il étudiera toutes les autres questions se rapportant à la vérification externe qui doivent lui être communiquées en vertu des normes comptables généralement reconnues ou qui se rapportent au vérificateur externe.

Il examinera, avec la direction et le vérificateur externe, toute correspondance avec les autorités de réglementation ou les organismes gouvernementaux, les plaintes formulées par les employés ou les rapports publiés qui soulèvent des questions importantes ayant trait aux états financiers ou aux politiques comptables de la Société.

Au moins une fois l'an, et avant que le vérificateur externe délivre son rapport sur les états financiers annuels, il examinera et confirmera l'indépendance du vérificateur externe en discutant avec ce dernier de sa relation avec la Société, notamment en lui demandant d'expliquer en détail tous les services non liés à la vérification qu'il a rendus. Il étudiera les mesures de protection qu'a mises en place le vérificateur externe pour réduire au minimum le risque qu'il perde son indépendance, et il prendra des mesures visant à éliminer tous les facteurs susceptibles de nuire, ou d'être considérés comme nuisant, à l'indépendance du vérificateur externe. Il étudiera depuis combien d'années le principal associé en vérification est affecté aux missions de vérification de la Société et s'il est approprié de recommander au conseil une politique prévoyant une rotation à des intervalles plus rapprochés du principal associé que tous les cinq ans, comme l'exigent les règles du Conseil canadien sur la reddition de compte.

Gestion des risques

Il examinera et évaluera le caractère adéquat des politiques et des procédures de gestion des risques de la Société ayant trait aux principaux risques commerciaux de celle-ci.

Il examinera et évaluera le caractère adéquat de la mise en œuvre de systèmes appropriés de réduction et de gestion des risques, et il fera régulièrement rapport au conseil à cet égard.

Il examinera la politique d'assurance de la Société.

Respect des règlements

Il examinera, avec la direction, la relation de la Société avec les autorités de réglementation de même que le moment opportun et l'exactitude des dépôts de la Société auprès des autorités de réglementation.

Opérations avec des apparentés

Il examinera, avec la direction, toutes les opérations avec des apparentés de même que l'élaboration de politiques et de procédures connexes.

Relation avec le conseil et rapports

Il examinera et évaluera le caractère adéquat du mandat du comité de vérification chaque année et soumettra les modifications qu'il propose au conseil.

Il surveillera la communication adéquate du mandat du comité de vérification et des autres renseignements devant être communiqués, conformément aux lois applicables, dans la notice annuelle de la Société de même que dans ses autres documents d'information pertinents, y compris dans toute circulaire de sollicitation de procurations de la direction de la Société distribuée relativement à la sollicitation de procurations auprès des porteurs de titres de cette dernière.

Il fera régulièrement rapport au conseil sur ses activités et problèmes et formulera des recommandations à cet égard.

Fonctionnement du comité de vérification

Président

Chaque année, le conseil nommera un président du comité de vérification (le « **président du comité de vérification** »). En l'absence du président du comité de vérification, ou si ce poste devient vacant, le comité de vérification pourra sélectionner un autre membre à titre de président du comité de vérification.

Réunions

Les membres du comité de vérification doivent se réunir à la demande du président du comité de vérification, mais, dans tous les cas, ils se réuniront au moins quatre fois l'an. Les avis de convocation aux réunions seront envoyés à tous les membres du comité de vérification, au chef de la direction de la Société (le « **chef de la direction** »), au président du comité de vérification de même qu'à tous les autres administrateurs. Le vérificateur externe ou tout membre du comité de vérification peut convoquer une réunion du comité de vérification.

Quorum

Le quorum sera atteint si la majorité des membres du comité de vérification sont présents à la réunion ou y participent par téléconférence ou par vidéoconférence.

Destitution et postes vacants

Un membre peut démissionner du comité de vérification et peut être destitué et remplacé à tout moment par le conseil; il cessera automatiquement d'être membre dès qu'il cessera d'être administrateur. Le conseil peut pourvoir les postes qui deviennent vacants au sein du comité de vérification en y nommant des membres choisis parmi ses administrateurs conformément au présent mandat. Sous réserve des exigences relatives au quorum, si un poste devenait vacant au sein du comité de vérification, le reste des membres de ce comité exerceraient tous les pouvoirs du comité.

Experts et conseillers

Afin de s'acquitter de ses fonctions, le comité de vérification peut engager ou nommer, aux frais de la Société, des conseillers juridiques indépendants et d'autres experts et conseillers s'il le juge nécessaire. Pour ce faire, il a le pouvoir de fixer et de verser la rémunération de ces conseillers. En outre, le comité de vérification doit aviser le conseil des mesures qu'il prend à cet égard.

Accès

Le comité de vérification peut avoir un accès et un contact directs avec tout employé, sous-traitant, fournisseur ou client ou avec toute autre personne qui entretient une relation d'affaires avec la Société, afin de confirmer des renseignements ou de réaliser une enquête à l'égard de toute question qui relève de son mandat.

Secrétaire et procès-verbal

Pour chaque réunion, le président du comité de vérification nomme un secrétaire chargé de dresser le procès-verbal. Les procès-verbaux des réunions du comité de vérification seront dressés par écrit, dûment versés dans les registres de la Société et mis à la disposition de tous les membres du conseil.

ANNEXE B
ANNEXE 51-101A1
RELEVÉ DES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET AUTRE INFORMATION
CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

Conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « **Règlement 51-101** »), GLJ Petroleum Consultants Ltd (« **GLJ** ») a établi un rapport le 10 mars 2010 (le « **rapport de GLJ** »), daté du 15 mars 2010. Le rapport de GLJ portait sur l'évaluation, en date du 31 décembre 2009, des réserves de pétrole, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel de la Société, sauf celles qui sont attribuables à Stonefire. Les tableaux ci-après résument les réserves de pétrole, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel de la Société de même que la valeur des produits d'exploitation nets futurs attribuables à ces réserves, telles qu'elles ont été évaluées dans le rapport de GLJ au moyen de prix et de coûts prévisionnels. Les tableaux résument les données figurant dans le rapport de GLJ et peuvent donc indiquer des chiffres légèrement différents de ceux qui figurent dans ce rapport du fait que les chiffres ont été arrondis. Comme les chiffres indiqués dans les colonnes ont été arrondis, il se pourrait que la somme des chiffres figurant dans certaines colonnes ne corresponde pas au total réel. **La valeur des produits d'exploitation nets futurs attribuable aux réserves de la Société est indiquée sans provision pour les charges d'intérêt ainsi que les frais administratifs et frais généraux, mais compte tenu des redevances estimatives, des frais d'exploitation, des frais de mise en valeur, des autres revenus, des dépenses en immobilisations futures, de même que des coûts d'abandon de puits à l'égard des seuls puits auxquels GLJ a attribué des réserves. On ne devrait pas présumer que la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs, qu'elle soit actualisée ou non, qui est attribuable aux réserves de la Société estimées par GLJ correspond à la juste valeur marchande de ces réserves. D'autres hypothèses et conditions relatives aux coûts, aux prix obtenus pour la production future et à d'autres questions sont résumées aux présentes. La récupération estimative et les réserves estimatives de pétrole, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel de la Société figurant dans la présente annexe ne constituent que des estimations et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations fournies dans la présente notice annuelle. Comme la présente annexe présente les données relatives aux réserves et l'autre information concernant le pétrole et le gaz en date du 31 décembre 2009, les données relatives aux réserves et l'autre information concernant le pétrole et le gaz de Stonefire n'y sont pas comprises. Pour une estimation des réserves consolidées d'Angle Energy et de Stonefire, se reporter à la rubrique « Relevé pro forma des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz » dans la notice annuelle. Pour une estimation des réserves de Stonefire uniquement, se reporter à l'annexe E – Données relatives aux réserves et information financière de Stonefire.**

Le rapport de GLJ repose sur certaines données factuelles fournies par la Société ainsi que sur l'avis de GLJ quant à ce qui correspond à une pratique raisonnable dans le secteur d'activité. L'importance et la nature de la propriété de même que les données factuelles concernant les terrains pétrolifères et les contrats de la Société (hormis certains renseignements qui sont du domaine public) ont été fournies par la Société à GLJ et acceptées sans autre examen. GLJ a accepté ces données telles qu'elles ont été présentées et n'a effectué aucune recherche de titre ni aucune inspection sur le terrain. Tous les énoncés se rapportant aux activités de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 comprennent des données sur l'exploitation, couvrant un exercice entier, des terrains de la Société.

Notes et définitions

La détermination des réserves de pétrole et de gaz suppose qu'on établisse des estimations comportant un degré inhérent d'incertitude. Les catégories de réserves prouvées, probables et possibles 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 du jugement professionnel combiné à des connaissances en géologie et en génie en vue d'apprécier s'il est satisfait ou non aux critères particuliers de classement des réserves. Il faut une connaissance de concepts 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.

Stade de la mise en valeur et de la production

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

« **réserves** » : quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à une date donnée en fonction de ce qui suit : a) l'analyse des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et techniques; b) l'utilisation de la technologie connue; c) des conditions économiques précises, généralement acceptées comme raisonnables et indiquées. Les réserves sont classées en fonction du degré de certitude qui se rattache aux estimations.

« **réserves mises en valeur** » : réserves qu'on prévoit récupérer par l'entremise de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations déjà montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits). Les réserves mises en valeur peuvent être subdivisées selon qu'elles sont exploitées ou inexploitées.

« **réserves mises en valeur exploitées** » : réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation; ou bien ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable;

« **réserves mises en valeur inexploitées** » : réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont antérieurement été en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.

« **réserves non mises en valeur** » : réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées, probables, possibles) à laquelle elles sont attribuées.

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

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

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

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

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 :

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

Une mesure qualitative des 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, la majorité des estimations de réserves sont effectuées par l'application de méthodes déterministes qui ne fournissent pas une mesure quantitative de la probabilité dérivée mathématiquement. En principe, il ne devrait pas y avoir de différence entre les estimations établies par l'application de méthodes probabilistes ou déterministes.

Termes utilisés dans le rapport de GLJ

Les termes suivants, utilisés lors de l'établissement du rapport de GLJ et dans le présent document, ont le sens suivant :

« **brut(e)** » :

- a) en ce qui concerne la participation de la Société à la production ou aux réserves, les « réserves brutes de la société », qui représentent la participation directe (avec ou sans exploitation) de la Société avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de la Société;
- b) en ce qui concerne les puits, le nombre total de puits dans lesquels la Société a une participation;
- c) en ce qui concerne les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels la Société a une participation.

« **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.

« **charges futures d'impôt** » : les « charges futures d'impôt » estimées (généralement pour chaque année) :

- a) en procédant aux répartitions appropriées des coûts et pertes non déduits estimatifs reportés aux fins de l'impôt, entre les activités pétrolières et gazières et les autres activités;
- b) sans déduire les coûts futurs estimatifs (par exemple, les redevances à la Couronne) qui ne sont pas déductibles dans le calcul du revenu imposable;
- c) en tenant compte des crédits d'impôt et déductions fiscales estimatifs (par exemple, les crédits d'impôt pour redevances);
- d) en appliquant aux flux de trésorerie nets futurs avant impôts se rapportant aux activités pétrolières et gazières de l'émetteur assujetti les taux d'impôt de fin d'année appropriés, compte tenu des taux d'impôt déjà établis dans la loi.

« **coûts d'acquisition des terrains** » : coûts relatifs à l'acquisition d'un terrain (directement par l'achat ou par l'obtention d'une concession, ou indirectement par l'acquisition d'une autre société possédant des droits sur le terrain), y compris :

- a) les coûts des bonis et des options d'achat ou de concession d'un terrain;
- b) la portion des coûts applicables aux hydrocarbures lorsque l'acquisition d'un bien-fonds comprend les droits aux hydrocarbures;
- c) les frais de courtage, les droits d'enregistrement, les frais juridiques et les autres frais associés à l'acquisition des terrains.

« **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 forages à fonds perdus liés à l'exploration pétrolière et gazière. Les forages stratigraphiques sont dits : a) d'« exploration » lorsqu'ils ne sont pas faits sur un terrain prouvé; b) de « développement » lorsqu'ils sont faits sur un terrain prouvé. Les forages stratigraphiques de développement sont souvent appelés « puits d'évaluation ».

« **frais d'abandon de puits** » : frais engagés pour abandonner un puits (déduction faite de la valeur de récupération) et le débrancher d'un réseau collecteur. Ces frais ne comprennent ni les coûts d'abandon du réseau collecteur ni les coûts de remise en état de l'emplacement du puits.

« **frais de mise en valeur** » : frais engagés pour avoir accès aux réserves et se doter d'installations pour l'extraction, le traitement, la collecte et le stockage du pétrole et du gaz des réserves. Plus précisément, les frais de mise en valeur, y compris la portion applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien et les autres coûts d'activités de mise en valeur, sont les frais engagés :

- a) 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 mettre en valeur les réserves;
- b) pour forer et équiper les puits de développement, les puits de développement résultant de forages stratigraphiques et les puits de service, y compris le coût des plates-formes et

d'éléments comme le tubage, les colonnes de production, les machines d'épuisement et les têtes de mise en production;

- c) 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 services généraux et d'évacuation des déchets;
- d) pour se doter de systèmes de récupération améliorés.

« **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 portion applicable des frais d'exploitation du matériel et des installations de soutien et les autres coûts d'activités d'exploration, sont les suivants :

- a) le coût des études topographiques, géochimiques, géologiques et géophysiques, des droits d'accès aux terrains pour effectuer les 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** »);
- b) les frais de possession et de conservation des terrains non prouvés, comme les loyers différés, les impositions sur la valeur des terrains (autres que l'impôt sur les bénéfices 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;
- c) les contributions aux coûts des sondages secs et des compléments de puits;
- d) le coût du forage et de l'équipement des puits d'exploration;
- e) le coût des forages stratigraphiques d'exploration.

« **frais de production** ou « **frais d'exploitation** » : frais engagés pour exploiter et entretenir les puits ainsi que le matériel et les installations connexes, y compris la portion applicable des frais d'exploitation 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.

« **gaz associé** » : calotte de gaz sus-jacente à un gisement de pétrole brut dans un réservoir.

« **gaz dissous** » : gaz dissous dans du pétrole brut.

« **gaz naturel** » : hydrocarbures plus légers et composants autres que les hydrocarbures présents à l'état naturel dans un réservoir souterrain qui, dans l'atmosphère, sont essentiellement des gaz, mais qui peuvent renfermer des liquides de gaz naturel. Le gaz peut être présent dans un réservoir soit dissous dans du pétrole brut (gaz dissous), soit en phase gazeuse (gaz associé ou gaz non associé). Les substances autres que les hydrocarbures sont notamment le sulfure d'hydrogène, le dioxyde de carbone et l'azote.

« **gaz non associé** » : accumulation de gaz naturel dans un réservoir ne contenant pas de pétrole brut.

« **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 et homologues supérieurs, des condensats et de petites quantités de substances autres que les hydrocarbures.

« **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.

« **net(te)** » :

- a) en ce qui concerne la participation de la Société à la production ou aux réserves, la participation directe (avec ou sans exploitation) de la Société après déduction des redevances à payer, plus les droits à redevances de la Société sur la production ou les réserves;
- b) en ce qui concerne la participation de la Société dans des puits, nombre de puits obtenus en additionnant la participation directe de la Société dans chacun de ses puits bruts;
- c) 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 elle.

« **pétrole brut** » : mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures lourds, qui peut renfermer des composés sulfurés et des composés autres que des hydrocarbures, qui est récupérable par le truchement d'un puits aménagé dans un réservoir souterrain et qui est liquide dans les conditions dans lesquelles son volume est mesuré ou estimé, exception faite du gaz dissous et des liquides de gaz naturel.

« **prix et coûts constants** » :

- a) les prix et coûts de la Société à la date d'effet de l'estimation, gardés constants pendant toute la durée d'exploitation estimative des terrains faisant l'objet de l'estimation;
- b) dans la seule mesure où il existe des prix ou coûts futurs fixes ou actuellement déterminables auxquels l'émetteur assujéti est lié 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 au paragraphe a.

Pour l'application du paragraphe a, les prix de la Société sont le prix affiché pour le pétrole et le prix au comptant pour le gaz, après les ajustements historiques pour le transport, la densité et d'autres facteurs.

« **prix et coûts prévisionnels** » : prix et coûts futurs :

- a) qui sont généralement acceptés comme une perspective raisonnable;
- b) dans la seule mesure où il y a 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 au paragraphe a.

« **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.

« **produits d'exploitation nets futurs** » : le montant net estimatif à recevoir au titre de la mise en valeur 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 ou de coûts prévisionnels.

« **puits de développement** » : puits foré dans les limites établies d'un réservoir de pétrole ou de gaz, ou dans le voisinage immédiat de la limite du réservoir, jusqu'à une profondeur reconnue productive.

« **puits d'exploration** » : Puits qui n'est ni un puits de développement, ni un puits de service, ni un puits de forage stratigraphique.

« **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 effluents), injection d'eau, injection de vapeur, injection d'air, évacuation de l'eau salée, alimentation en eau pour l'injection, observation ou injection pour combustion.

« **réservoir** » : formation géologique souterraine poreuse et perméable contenant un gisement de pétrole distinct qui est piégé par des barrières de roche imperméable ou d'eau et caractérisé par un système de pression unique.

« **Société** » ou « **Angle Energy** » : Angle Energy Inc.

« **terrain** » : un terrain comprend :

- a) 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;
- b) les droits à redevances, les droits à une part du pétrole ou du gaz produit et les autres droits hors exploitation sur des terrains exploités par des tiers;
- c) les accords avec des autorités ou gouvernements étrangers en vertu desquels l'émetteur assujéti participe à l'exploitation de terrains ou agit d'une façon quelconque en qualité de « producteur » des réserves en cause (par opposition à l'acheteur indépendant, au courtier, au négociant ou à l'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.

« **terrain non prouvé** » : terrain ou partie d'un terrain auquel aucune réserve n'a été attribuée en particulier.

« **terrain prouvé** » : terrain ou partie d'un terrain auquel des réserves ont été attribuées en particulier.

PARTIE 1 : DATE DU RELEVÉ

Le rapport de GLJ est daté du 15 mars 2010 et a été établi le 10 mars 2010. À la date d'établissement, Angle Energy et son évaluateur de réserves indépendant, GLJ, n'étaient au courant d'aucun renseignement (sauf les hypothèses de prix des marchandises, qui pourraient différer de celles qui sont utilisées dans la présente analyse) susceptible d'avoir une incidence importante sur cette évaluation.

Les estimations des réserves et les prévisions de production figurant dans ce rapport sont valides le 31 décembre 2009.

Les estimations des réserves et les prévisions de production ont été généralement préparées à l'aide des données en vigueur le 31 décembre 2009. Aucun résultat des activités de forage postérieur au 31 décembre 2009 n'a été utilisé. La Société a remis à GLJ une lettre d'attestation confirmant que les renseignements fournis à GLJ sont complets et exacts.

PARTIE 2 : DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

En 2003, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont mis en place un nouveau règlement relatif à la communication de l'information par les émetteurs assujettis qui se livrent à des activités pétrolières et gazières en amont. Ces normes ont été de nouveau modifiées le 31 décembre 2007. Le Règlement 51-101 établit un régime de présentation de l'information continue pour les sociétés pétrolières et gazières et comporte des exigences précises de communication de l'information.

Parallèlement au Règlement 51-101, le comité permanent sur l'évaluation des réserves du chapitre de Calgary de la Society of Petroleum Evaluation Engineers et le comité permanent sur les définitions des réserves de l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole ont élaboré le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (le « **manuel COGE** ») pour qu'il serve de lignes directrices aux fins de l'établissement d'évaluations des réserves et de la présentation des résultats à cet égard. Les autorités canadiennes en valeurs mobilières exigent que les émetteurs assujettis se conforment au manuel COGE, dans sa version modifiée à l'occasion.

D'après l'évaluation des ingénieurs indépendants effectuée par GLJ en date du 31 décembre 2009 et établie conformément au Règlement 51-101, la Société a des réserves prouvées et des réserves probables totalisant 20,03 Mbep.

GLJ a estimé les quantités de réserves de pétrole brut léger et moyen (combinées), de gaz naturel et de liquides de gaz naturel de la Société ainsi que les produits d'exploitation nets futurs de la Société à l'aide de ses prix prévisionnels en date du 1^{er} janvier 2010. Les produits d'exploitation nets futurs indiqués ci-après sont fondés sur le règlement actuel en matière de redevances sur les sables bitumineux de l'Alberta et ne tiennent pas compte des provisions pour la couverture du risque de change, des frais pour intérêts, des charges au titre du service de la dette, des frais généraux et administratifs et de l'assurance. Il ne faudrait pas présumer que les estimations actualisées des produits d'exploitation nets futurs représentent la juste valeur marchande des réserves. On n'a pas essayé d'évaluer les réserves possibles.

Les quantités de réserves de pétrole brut léger et moyen (combinées), de gaz naturel et de liquides de gaz naturel ainsi que les produits d'exploitation nets futurs indiqués dans les présentes reposent sur un certain nombre d'hypothèses et d'estimations. Ils sont également assujettis aux risques et incertitudes relatifs aux prix du pétrole, notamment l'incidence des modifications projetées du régime de redevances de la Couronne, l'incidence de lois ou de sanctions environnementales annoncées ou potentielles qui pourraient être imposées et divers autres facteurs décrits aux présentes et dans les documents d'information annuels de la Société. Rien ne garantit que les hypothèses de prix et de coûts indiquées dans les présentes se matérialiseront et les écarts pourraient être importants. Les quantités de réserves indiquées dans les présentes ne constituent que des estimations et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations fournies dans les présentes.

L'ensemble des terrains, des réserves et de la production de la Société sont situés en Alberta.

Les bep peuvent être trompeurs, surtout si on les emploie de façon isolée. Le ratio de conversion du bep de 6 kpi³ : 1 baril repose sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits.

Rubrique 2.1 Données relatives aux réserves (prix et coûts prévisionnels)

Relevé des réserves de pétrole et de gaz en date du 31 décembre 2009

Le tableau suivant indique les réserves brutes (avant redevances) et nettes (après redevances) du pétrole brut léger et moyen (combinés) et du gaz naturel de la Société estimées selon des prix prévisionnels et par type de produit :

	Pétrole brut léger et moyen (combinés)		Gaz naturel		LGN		bep	
	Brut (kb)	Net (kb)	Brut (Mpi ³)	Net (Mpi ³)	Brut (kb)	Net (kb)	Brut (kbep)	Net (kbep)
Prouvées								
Mises en valeur exploitées	220	160	35 064	25 256	3 970	2 583	10 034	6 952
Mises en valeur inexploitées	54	40	1 553	1 277	137	91	450	344
Non mises en valeur	135	112	6 533	5 704	602	451	1 826	1 513
Total des réserves prouvées	408	312	43 151	32 238	4 709	3 124	12 309	8 809
Probables	261	206	29 736	22 758	2 507	1 633	7 724	5 632
Total des réserves prouvées et des réserves probables	669	518	72 887	54 996	7 216	4 757	20 033	14 442

Valeurs actualisées nettes des produits d'exploitation nets futurs

Les tableaux suivants présentent, en date du 31 décembre 2009, les valeurs actualisées nettes des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves de la Société, calculées au moyen de divers taux d'actualisation, avant et après impôts et selon des prix prévisionnels :

	Avant impôts, calculées au taux d'actualisation de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<i>(en milliers de dollars)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>
Prouvées					
Mises en valeur exploitées	240 454	195 674	166 090	145 165	129 585
Mises en valeur inexploitées	10 753	8 357	6 718	5 538	4 652
Non mises en valeurs	42 452	30 609	23 014	17 828	14 104
Total des réserves prouvées	293 660	234 640	195 822	168 531	148 341
Probables	204 549	121 341	81 025	58 377	44 245
Total des réserves prouvées et des réserves probables	498 209	355 981	276 847	226 907	192 586

	Après impôts, calculées au taux d'actualisation de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<i>(en milliers de dollars)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>
Prouvées					
Mises en valeur exploitées	216 526	177 340	151 379	132 944	119 160
Mises en valeur inexploitées	7 995	6 090	4 793	3 863	3 168
Non mises en valeurs	31 477	22 104	16 057	11 913	8 934
Total des réserves prouvées	255 998	205 534	172 229	148 720	131 263
Probables	153 588	90 053	59 255	41 925	31 096
Total des réserves prouvées et des réserves probables	409 585	295 587	231 484	190 645	162 359

Valeur des produits d'exploitation nets futurs

Le tableau suivant présente les divers éléments de la valeur des produits d'exploitation nets futurs, attribuables aux réserves prouvées ainsi qu'à la somme des réserves prouvées et des réserves probables, calculés sans actualisation :

Catégorie de réserves	Produits d'exploitation	Redevances	Frais d'exploitation	Frais de mise en valeur	Coûts d'abandon et de remise en état	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts	Impôts	Produits d'exploitation nets futurs après impôts
<i>(en milliers de dollars)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>
Prouvées	619 391	171 179	129 723	20 821	4 008	293 660	37 662	255 998
Total des réserves probables	460 647	120 284	110 304	24 193	1 316	204 549	50 962	153 588
Total des réserves prouvées et des réserves probables	1 080 038	291 463	240 027	45 015	5 324	498 209	88 624	409 585

Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs par groupe de production (prix et coûts prévisionnels)

Catégorie de réserves	Groupe de production	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts ³⁾ (actualisés au taux annuel de 10 %) (en milliers de dollars)	Produits d'exploitation nets futurs avant impôts ³⁾ (actualisés au taux annuel de 10 %) (\$/bep)
Prouvées	Pétrole brut léger et moyen classique ¹⁾	8 142	39,94
	Gaz naturel classique ²⁾	187 681	21,81
Total des réserves prouvées		195 822	22,23
Réserves prouvées et réserves probables	Pétrole brut léger et moyen classique ¹⁾	11 066	38,88
	Gaz naturel classique ²⁾	265 781	18,77
Total des réserves prouvées et des réserves probables		276 847	19,17

Notes :

- 1) Y compris le gaz dissous et les autres sous-produits.
- 2) Y compris les sous-produits, mais à l'exclusion du gaz dissous.
- 3) Les valeurs unitaires des \$/bep sont fondées sur les réserves nettes de la Société.

PARTIE 3 : HYPOTHÈSES DE PRIX

Rubrique 3.1 : Prix constants et prix moyens de la Société en 2009 employés dans les estimations supplémentaires

Les hypothèses de prix constants ne sont pas incluses dans les estimations supplémentaires.

Rubrique 3.2 : Prix prévisionnels employés dans les estimations

Les hypothèses de prix de référence prévisionnels en date du 31 décembre 2009 des données relatives aux réserves de la Société sont indiquées dans le tableau ci-après.

Les paramètres économiques, déterminés par GLJ, employés pour établir le relevé sur les réserves estimées selon des prix et des coûts prévisionnels sont indiqués ci-après.

Hypothèses de prix du gaz naturel en date du 1^{er} janvier 2010

Exercice	Prix AEEO		Prix à la sortie de l'usine en Alberta			
	Prix NIC au comptant	Prix au comptant		Prix de référence de l'Alberta	Prix du courtier – fournisseur	Alliance
		Prix alors en vigueur	Prix constant en 2010	Prix alors en vigueur		
		(\$ CA/Mbtu)	(\$ CA/Mbtu)	(\$ CA/Mbtu)	(\$ CA/Mbtu)	(\$ CA/Mbtu)
2004		6,88	7,46	6,70	6,31	6,39
2005		8,58	9,19	8,42	8,30	8,29
2006		7,16	7,45	6,96	6,57	6,34
2007		6,65	6,74	6,43	6,20	5,86
2008		8,16	8,13	7,92	7,88	7,84
2009		4,20	4,01	3,99	3,99	3,30
2010 T1		5,63	5,43	5,43	5,26	4,59
2010 T2		5,74	5,53	5,53	5,37	4,75
2010 T3		5,74	5,53	5,53	5,37	4,85
2010 T4		6,74	6,52	6,52	6,33	5,81
2010 en entier		5,96	5,75	5,75	5,58	5,00
2011		6,79	6,45	6,58	6,38	6,02
2012		6,89	6,42	6,68	6,48	6,12
2013		6,95	6,34	6,73	6,53	6,17
2014		7,05	6,32	6,84	6,63	6,37
2015		7,16	6,29	6,94	6,73	6,53
2016		7,42	6,39	7,20	6,99	6,78
2017		7,95	6,72	7,72	7,49	7,28
2018		8,52	7,07	8,29	8,04	7,82
2019		8,69	7,08	8,47	8,21	7,99
2020		+2 %/an	7,08	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an

Hypothèses de prix du pétrole brut et des liquides de gaz naturel en date du 1^{er} janvier 2010

Exercice	Inflation	Moyenne de la Banque du Canada	Pétrole brut léger West Texas Intermediate à Cushing, en Oklahoma		Pétrole brut léger (40 °API, 0,3 %S) à Edmonton	Liquides de gaz naturel en Alberta (en dollars courants)			
		Taux de change à midi	Prix constant en 2010	Au prix alors en vigueur	Au prix alors en vigueur	Spec éthane	Propane d'Edmonton	Butane d'Edmonton	Pentanes plus d'Edmonton
	(%)	(\$ US/\$ CA)	(\$ US/baril)	(\$ US/baril)	(\$ CA/baril)	(\$ CA/baril)	(\$ CA/baril)	(\$ CA/baril)	(\$ CA/baril)
2004	1,8	0,770	46,08	41,38	52,96	--	34,70	39,97	53,94
2005	2,2	0,826	61,87	56,58	69,02	--	43,04	51,80	69,57
2006	2,0	0,882	70,84	66,22	73,21	--	43,85	60,17	75,41
2007	2,2	0,935	75,88	72,39	77,06	--	49,56	61,78	77,38
2008	2,4	0,943	102,35	99,64	102,89	--	58,38	75,33	104,78
2009	0,3	0,880	61,66	61,56	66,43	--	37,58	47,31	67,99
2010 T1	2,0	0,950	80,00	80,00	83,26	18,88	52,46	64,11	84,93
2010 T2	2,0	0,950	80,00	80,00	83,26	19,25	52,46	64,11	84,93
2010 T3	2,0	0,950	80,00	80,00	83,26	19,25	52,46	64,11	84,93
2010 T4	2,0	0,950	80,00	80,00	83,26	22,70	52,46	64,11	84,93
2010 en entier	2,0	0,950	80,00	80,00	83,26	20,02	52,46	64,11	84,93
2011	2,0	0,950	81,37	83,00	86,42	22,88	54,45	66,54	88,15
2012	2,0	0,950	82,66	86,00	89,58	23,24	56,43	68,98	91,37
2013	2,0	0,950	83,87	89,00	92,74	23,43	58,42	71,41	94,59
2014	2,0	0,950	85,00	92,00	95,90	23,79	60,42	73,84	97,82
2015	2,0	0,950	85,00	93,84	97,84	24,15	61,64	75,33	99,79
2016	2,0	0,950	85,00	95,72	99,81	25,06	62,88	76,85	101,81
2017	2,0	0,950	85,00	97,64	101,83	26,88	64,15	78,41	103,86
2018	2,0	0,950	85,00	99,59	103,88	28,84	65,45	79,99	105,96
2019	2,0	0,950	85,00	101,58	105,98	29,46	66,77	81,60	108,10
2020	2,0	0,950	85,00	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an	+2 %/an

Les prix prévisionnels ci-dessus au 1^{er} janvier 2010 ont été fournis par GLJ, l'évaluateur de réserves indépendant de la Société.

Les prix moyens pondérés reçus par Angle Energy en 2009 compte tenu des écarts de la qualité/valeur de chauffage se sont élevés à 61,74 \$ par baril de pétrole, à 4,06 \$ par kpi³ de gaz naturel et à 34,46 \$ par baril de LGN.

Le 25 octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a annoncé un nouveau régime de redevances (le « **nouveau régime de redevances** ») et, le 11 mars 2010, sa réponse à son rapport d'examen de la compétitivité. Le 1^{er} janvier 2009, le nouveau régime de redevances a introduit de nouvelles redevances pour le pétrole, le gaz naturel et les sables bitumineux classiques, qui sont liées aux prix et aux niveaux de production et s'appliquent aux nouveaux projets de sables bitumineux et aux nouvelles activités liées au pétrole et au gaz naturel classiques, de même qu'aux projets et aux activités pétroliers et gaziers actuels. L'examen de la compétitivité s'est traduit par une réduction des taux de redevances maximums applicables à la production de pétrole et de gaz naturel classiques, par l'engagement de mettre à jour en conséquence les courbes des redevances applicables au pétrole et au gaz classiques et par la mise sur pied permanente de certains programmes incitatifs qui étaient provisoires. Aux termes du nouveau régime de redevances et par suite de l'examen de la compétitivité, le taux de redevances moyen applicable à Angle Energy pourrait changer selon le prix des marchandises et la productivité des nouveaux puits. Après l'annonce du 25 octobre 2007, le gouvernement de l'Alberta a annoncé une option de redevance transitoire le 19 novembre 2008. Si la société la choisit, cette option s'appliquera aux puits dont le forage a été entrepris entre le 19 novembre 2008 et le 31 décembre 2013. Toutefois, à l'issue de l'examen de la compétitivité, cette option cessera d'être offerte après le 1^{er} janvier 2011 compte tenu des modifications

apportées à la courbe de redevances. Le nouveau régime de redevances s'appliquera à tous les puits à compter du 1^{er} janvier 2014. Le programme de redevances transitoire a été intégré dans les estimations des réserves présentées, lorsque le forage futur pouvait en bénéficier.

Le 3 mars 2009, en réaction à la conjoncture économique, le gouvernement albertain a annoncé un programme de redevances provisoire visant à stimuler l'activité de forage. Ce programme prévoit un crédit de redevances de 200 \$ pour chaque mètre de nouveau puits de pétrole et de gaz naturel classiques foré. Pour être admissible, un puits doit être un puits de pétrole et de gaz classiques qui a été exploité aux termes de droits miniers de la Couronne entre le 1^{er} avril 2009 et le 1^{er} avril 2010 et dont le forage a été achevé dans le même intervalle. Le crédit maximal est calculé en fonction d'une formule qui varie selon la taille de la production et les redevances de la Couronne payées en 2008. Les producteurs ayant une production inférieure à 10 000 bep/j sont admissibles à un crédit maximal correspondant à 50 % des redevances de la Couronne payées entre le 1^{er} avril 2009 et le 31 mars 2010. En outre, tous les nouveaux puits qui ont commencé à produire du pétrole et du gaz naturel classiques aux termes de baux de la Couronne entre le 1^{er} avril 2009 et le 31 mars 2010 doivent verser une redevance maximale de 5 % sur la production au cours de 12 mois civils, 50 000 barils de pétrole produits ou 500 Mpi³ de gaz naturel produits, selon ce qui est atteint en premier. Le 25 juin 2009, l'admissibilité à chacun de ces programmes a été prolongée pour une année supplémentaire. Le programme prévoyant une redevance maximale de 5 % deviendra permanent le 1^{er} janvier 2011, dans le cadre de la réponse à l'examen de la compétitivité.

VARIATION DES RÉSERVES

Variation des réserves

Variation des réserves par type de produit principal selon des prix et des coûts prévisionnels

Le tableau suivant indique la variation des volumes des réserves dans lesquelles la Société a une participation directe en date du 31 décembre 2009 par rapport au volume de ces réserves en date du 31 décembre 2008, selon des prix et des coûts prévisionnels :

	Gaz naturel			LGN		
	Prouvées	Probables	Somme des réserves prouvées et probables	Prouvées	Probables	Somme des réserves prouvées et probables
	(Mpi ³)	(Mpi ³)	(Mpi ³)	(kb)	(kb)	(kb)
31 décembre 2008	40 039	15 682	55 720	4 715	1 812	6 528
Révisions techniques	1 303	(1 989)	(686)	243	(155)	88
Découvertes	1 181	465	1 646	30	12	42
Extensions	5 826	14 587	20 413	504	764	1 268
Récupération améliorée	524	128	652	38	9	47
Acquisitions	3 890	864	4 754	272	64	336
Production	(9 612)	--	(9 612)	(1 093)	--	(1 093)
31 décembre 2009	43 151	29 736	72 887	4 709	2 507	7 216

	Pétrole brut léger			Total		
	Prouvées	Probables	Somme des réserves prouvées et probables	Prouvées	Probables	Somme des réserves prouvées et probables
	(Mpi ³)	(Mpi ³)	(Mpi ³)	(kb)	(kb)	(kb)
31 décembre 2008	74	47	121	11 462	4 473	15 935
Révisions techniques	114	39	153	575	(448)	127
Découvertes	--	--	--	227	89	316
Extensions	135	151	286	1 610	3 346	4 956
Récupération améliorée	75	12	87	200	43	243
Acquisitions	63	12	75	983	220	1 203
Production	(53)	--	(53)	(2 748)	--	(2 748)
31 décembre 2009	408	261	669	12 309	7 724	20 033

Notes :

- 1) Comme les chiffres ont été arrondis, leur somme pourrait ne pas correspondre à leur total réel.
- 2) La Société n'a pas de réserves de produits non classiques (par exemple, le bitume, le pétrole synthétique, le méthane de houillère), ni de pétrole lourd.

PARTIE 5 : AUTRE INFORMATION CONCERNANT LES DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES

Rubrique 5.1 : Réserves non mises en valeur

Les réserves non mises en valeur prouvées et probables ont été estimées conformément aux procédures et aux normes figurant dans le manuel COGE.

Au 31 décembre 2009, 14,8 % des réserves prouvées totales d'Angle Energy et 45,2 % de ses réserves probables totales n'étaient pas mises en valeur. Les réserves non mises en valeur sont attribuables à l'activité prévue pour 2010.

Le tableau ci-joint provenant du rapport de GLJ indique, au 31 décembre 2009, les volumes des réserves non mises en valeur qui ont été attribués au départ dans chacun des trois derniers exercices, selon des prix et des coûts prévisionnels.

Réserves brutes de la Société attribuées au départ dans chaque exercice

Type de produit	Unités	Avant	2006	2007	2008	2009
<i>Réserves non mises en valeur prouvées</i>						
Pétrole léger et moyen	kb	0	0	75	0	135
Pétrole lourd	kb	0	0	0	0	0
Gaz naturel	Mpi ³	0	2 378	383	1 610	5 159
Liquides de gaz naturel	kb	0	465	38	205	437
Total :						
équivalent de pétrole	kbep	0	861	176	474	1 431
<i>Réserves non mises en valeur probables</i>						
Pétrole léger et moyen	kb	0	0	99	0	151
Pétrole lourd	kb	0	0	0	0	0
Gaz naturel	Mpi ³	0	8 747	3 916	3 131	14 213
Liquides de gaz naturel	kb	0	1 430	358	307	712
Total :						
équivalent de pétrole	kpeb	0	2 895	1 110	829	3 232

Les réserves non mises en valeur prouvées et probables sont attribuées par GLJ conformément aux normes et aux procédures figurant dans le manuel COGE. En règle générale, une fois que les réserves non mises en valeur prouvées et/ou probables ont été recensées, la Société planifie leur mise en valeur. À l'heure actuelle, la Société planifie de mettre en valeur ses réserves non mises en valeur prouvées et probables sur une période de deux ans. Toutefois, si la conjoncture économique ne s'y prête pas, elle pourrait, à son gré, en reporter la mise en valeur. Un certain nombre de facteurs pourraient retarder ou annuler les plans de mise en valeur, notamment l'évolution de la conjoncture économique et technique, les questions relatives à l'accès à la surface et la disponibilité des services. Pour de plus amples renseignements sur les plans de mise en valeur de la Société, se reporter aux rubriques « Développement général de l'activité – Programme d'immobilisations de 2010 prévu » et « Description des activités ».

Rubrique 5.2 : Facteurs ou incertitudes significatifs

L'évaluation des réserves est un processus complexe qui requiert beaucoup de discernement et la prise de décisions d'après les données géologiques, géophysiques, techniques et économiques disponibles. Ces estimations peuvent changer considérablement au fur et à mesure que deviendront disponibles des données supplémentaires sur les activités de mise en valeur en cours et le rendement de la production, et qu'évoluera la conjoncture économique ayant une incidence sur les prix et les coûts du pétrole et du gaz. Les estimations des réserves figurant dans les présentes sont fondées sur les prévisions de la production, des prix et de la conjoncture économique actuels. Les facteurs et les hypothèses qui touchent ces estimations comprennent, notamment : i) la production historique dans le secteur comparativement aux taux de production de secteurs exploités analogues; ii) les taux de production initiaux; iii) les taux de baisse de la production; iv) la récupération finale des réserves; v) le succès des activités de mise en valeur futures; vi) la capacité de mettre en marché la production; vii) les incidences de la réglementation gouvernementale et viii) les autres droits devant être versés aux autorités gouvernementales pendant la durée d'exploitation des réserves.

Les estimations de réserves changent en fonction de l'évolution des circonstances et de la disponibilité de données supplémentaires. Les estimations sont examinées et révisées à la hausse ou à la baisse selon les nouveaux renseignements. Des révisions sont souvent requises à cause de modifications du rendement des puits, des prix, de la conjoncture économique et des restrictions gouvernementales. Les estimations des réserves peuvent changer par suite de modification des prix de fin d'année, du rendement des réservoirs et des conditions géologiques ou de la production. Ces révisions peuvent être positives ou négatives.

Les terrains pétrolifères et gazifères évalués de la Société ne comportent aucun risque ni incertitude extraordinaires, mis à part les risques et les incertitudes inhérents à une société pétrolière et gazière.

Rubrique 5.3 : Frais de mise en valeur futurs

Le tableau suivant présente les frais de mise en valeur déduits de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves prouvées ainsi qu'aux réserves prouvées et probables de la Société, comme l'indique le rapport de GLJ :

(en milliers de dollars) Exercice	Total des réserves prouvées estimées au moyen de prix et de coûts prévisionnels	Total des réserves prouvées et des réserves probables estimées au moyen de prix et de coûts prévisionnels
2010	20 311	39 075
2011	510	5 940
2012	0	0
2013	0	0
2014	0	0
Total (sans actualisation)	20 821	45 015
Total (taux d'actualisation de 10 %)	19 808	42 405

La Société financera les frais de mise en valeur futurs de ses réserves à l'aide d'une combinaison de fonds de roulement, de fonds tirés de ses activités, d'emprunts et d'émissions d'actions. La direction ne s'attend pas à ce que les coûts du financement dont il est question ci-dessus aient une incidence importante sur les réserves et les produits d'exploitation nets futurs déclarés de la Société, ni qu'ils rendront la mise en valeur des terrains de la Société non rentable.

PARTIE 6 : AUTRE INFORMATION CONCERNANT LE PÉTROLE ET LE GAZ

Rubrique 6.1 : Terrains et puits de pétrole et de gaz

Les actifs exploités de la Société se trouvent dans les secteurs de Harmattan, de Ferrier et de Lone Pine Creek, en Alberta. La plupart de ses terrains d'exploration sont situés dans les secteurs de Deanne et de Pembina, en Alberta.

Pour une description des terrains pétrolifères et gazifères importants, des pipelines, des installations et des usines dans lesquels la Société détient une participation, se reporter à la rubrique intitulée « Description des activités », de la notice annuelle à laquelle est jointe la présente annexe B.

Puits de pétrole exploités et non exploités

Le tableau suivant indique le nombre et le statut des puits dans lesquels la Société détient une participation directe en date du 31 décembre 2009 :

	Puits de pétrole brut léger et moyen (combinés)				Puits de gaz naturel			
	Exploités		Inexploités ¹⁾		Exploités		Inexploités ¹⁾	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	11	9,4	7	6,9	63	49,7	12	10,2
Total	11	9,4	7	6,9	63	49,7	12	10,2

Note :

1) Dans le rapport de GLJ, des réserves prouvées ou des réserves probables ont été attribuées à cinq des 19 puits inexploités dans lesquels Angle Energy détient une participation.

Rubrique 6.2 : Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant présente, au 31 décembre 2009, les terrains non mis en valeur d'Angle Energy. Aucune réserve n'a été attribuée à ces terrains :

	Acres		Acres nets pour lesquels les droits expireront dans un délai d'un an
	Bruts	Nets	
Alberta	106 076	98 966	14 371

Rubrique 6.3 : Contrats à livrer

Au 31 décembre 2009, la Société a fixé le prix applicable à la production future au moyen du contrat suivant :

Gaz naturel	Volume	Point d'établissement des prix	Prix d'exercice	Durée
Prix fixé/engagement financier	5 000 GJ/j	AECO	5,535 \$ CA/GJ	du 1 ^{er} avril 2010 au 31 octobre 2010

Rubrique 6.4 : Autre information concernant les coûts d'abandon et de remise en état

Le tableau suivant indique les coûts d'abandon de puits futurs à l'égard des puits auxquels des réserves prouvées et probables ont été attribuées dans le rapport de GLJ et qui devraient être engagés par la Société pour les exercices indiqués, selon les prix et les coûts prévisionnels utilisés dans ce rapport.

Coûts d'abandon de puits		
(en milliers de dollars)	Sans actualisation	Taux d'actualisation de 10 %
2010	0	0
2011	33	30
2012	42	35
Par la suite	5 249	772
Total	5 324	837

Les coûts d'abandon de puits à l'égard des puits auxquels des réserves ont été attribuées dans le rapport de GLJ selon des prix prévisionnels s'élèvent à 5 324 \$ (sans actualisation) et à 837 \$ (avec un taux d'actualisation de 10 %). Toutes ces sommes ont été déduites en tant que coûts d'abandon lors de l'estimation des produits d'exploitation nets futurs de la Société, tel qu'il est indiqué ci-dessus.

Pour estimer les coûts d'abandon et de remise en état de tous ses puits fermés et exploités dans chacun de ces secteurs d'exploitation, la Société emploie la méthodologie préconisée par l'Alberta Energy Utilities Board, qui établit la moyenne des coûts d'abandon et de remise en état selon le type de puits dans chaque région géographique donnée. Les coûts d'abandon et de remise en état ont été estimés à la fin de la durée de production des puits. Les coûts d'abandon et de remise en état des pipelines, des terrains visés par un bail de superficie et des installations devraient être en partie compensés par le produit tiré de la vente du matériel de surface. La Société sera responsable des obligations environnementales permanentes qui lui reviennent de même que de la remise en état finale des terrains qu'elle détient au moment de leur abandon. Les obligations environnementales permanentes devraient être financées au moyen des flux de trésorerie.

Coûts d'abandon et de remise en état

La Société estime ses coûts d'abandon et de remise en état pour les baux de surface, les puits, les installations et les pipelines en fonction du coût actuel de ces activités dans l'industrie. En date du 31 décembre 2009, la Société a estimé à 1 997 000 \$ son coût net total sans actualisation pour 92,8 puits nets et baux de surface après déduction de la valeur de récupération, et elle prévoit que ces coûts s'élèveront à 426 000 \$ durant les trois prochaines années. En date du 31 décembre 2009, et avec un taux d'actualisation de 10 %, la Société a estimé à 986 000 \$ son coût net actualisé total, et elle prévoit que ce coût s'élèvera à 298 000 \$ durant les trois prochains exercices. La Société ne prévoit pas engager de coûts d'abandon et de remise en état importants pour ses installations et pipelines au cours des trois prochains exercices.

Rubrique 6.5 : Horizon fiscal

Horizon fiscal

La Société ne devrait pas payer d'impôts pour 2009, son dernier exercice terminé. En 2010, il est peu probable qu'elle ait à payer de l'impôt compte tenu de la conjoncture actuelle des prix et de ses programmes de dépenses en immobilisations.

Rubrique 6.6 : Frais engagés

Le tableau suivant indique les frais qu'Angle Energy a engagés durant le dernier exercice terminé au 31 décembre 2009 à l'égard des acquisitions, des aliénations et des dépenses en immobilisations :

	Exercice terminé le 31 décembre 2009 (en milliers de dollars)
Nature des frais engagés	
Frais d'acquisition (de dessaisissement) de terrains	
Terrains prouvés	22 451
Terrains non prouvés	0
Exploration	12 707
Mise en valeur	29 417
Total	64 575

Rubrique 6.7 : Activités d'exploration et de mise en valeur

Angle Energy a participé au forage et au conditionnement de 13 puits bruts (11,9 puits nets) en 2009. Le tableau suivant résume les résultats des activités de forage de la Société :

	Puits d'exploration		Puits de développement		Total	
	Bruts (nbre)	Nets (nbre)	Bruts (nbre)	Nets (nbre)	Bruts (nbre)	Nets (nbre)
2009						
Puits de gaz naturel et de LGN	2	2,0	7	5,9	9	7,9
Puits (secs et abandonnés)	3	3,0	1	1,0	4	4,0
Nombre total de puits	5	5,0	8	6,9	13	11,9
Taux de succès (%)		40		86		66
Participation directe moyenne (%)		100		86		92

Au cours de l'exercice terminé au 31 décembre 2009, Angle a foré 13 puits bruts (11,9 puits nets), dont deux puits bruts (2,0 puits nets) de développement à Harmattan, six puits bruts (4,9 puits nets) de développement à Ferrier, un puits brut (1,0 puits net) d'exploration à Deanne, deux puits bruts (2,0 puits nets) d'exploration à Pembina et deux puits bruts (2,0 puits nets) d'exploration à Lone Pine Creek. Le taux de succès de la Société est calculé en fonction du nombre de puits nets dans lesquels elle a une participation directe et qui sont conditionnés.

Rubrique 6.8 : Production estimative

Le tableau suivant indique le volume de production brut estimatif (avant déduction des redevances) de la Société pour 2010, qui est reflété dans les produits d'exploitation nets futurs estimatifs figurant dans le rapport de GLJ, estimé au moyen de prix et de coûts prévisionnels.

Catégorie de réserves	Pétrole léger et moyen classiques (barils/j)	Gaz naturel classique (kpi ³ /j)	Liquides de gaz naturel (barils/j)	Équivalent de pétrole (bep/j)
Réserves prouvées exploitées	174	20 753	2 199	5 832
Total des réserves prouvées	245	23 698	2 462	6 656
Total des réserves prouvées et des réserves probables	310	27 365	2 683	7 554

En date du 31 décembre 2009, la production estimative prévue d'Angle Energy comprenait l'apport d'un terrain, Harmattan, qui représente plus de 55 % de la production totale de la Société. Dans la catégorie réserves prouvées, il est prévu qu'Harmattan représentera 3 613 bep/j de la production brute de 5 832 bep/j de la Société, soit 62 %. Dans la catégorie total des réserves prouvées, il est prévu qu'Harmattan représentera 3 889 bep/j de la production brute de 6 656 bep/j de la Société, soit 58 %. Dans la catégorie total des réserves prouvées et des réserves probables, il est prévu qu'Harmattan représentera 4 164 bep/j de la production brute de 7 554 bep/j de la Société, soit 55 %. Le terrain de Ferrier représente essentiellement le reste de la production prévue dans toutes les catégories, le terrain de Carson Creek comptant dans l'ensemble pour moins de 1 % de la production.

Rubrique 6.9 : Production antérieure

Les tableaux suivants indiquent les volumes de production quotidiens, les rentrées nettes et les dépenses en immobilisations d'Angle Energy pour les périodes indiquées :

	2009 (trimestre terminé les)			
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Production quotidienne moyenne				
Pétrole brut léger (barils/j)	184	85	146	163
Gaz naturel (kpi ³ /j)	26 335	26 710	25 899	26 390
LGN (barils/j)	2 873	3 015	3 009	3 084
Combinée (bep/j)	7 446	7 552	7 472	7 645
Prix moyen reçu				
Pétrole brut léger (\$/baril)	75,64	69,62	54,35	48,23
Gaz naturel (\$/kpi ³)	4,71	3,23	3,63	4,70
LGN (\$/baril)	41,51	32,42	29,68	34,51
Combinée (\$/bep)	34,53	25,16	25,60	31,19
Redevances				
Pétrole brut léger (\$/baril)	0,54	0,23	0,33	0,41
Gaz naturel (\$/kpi ³)	0,30	0,08	0,13	0,82
LGN (\$/baril)	5,53	4,52	4,17	5,28
Combinées (\$/bep)	7,88	5,22	5,26	10,61
Frais d'exploitation				
Combinés (\$/bep)	4,39	4,89	4,21	4,46
Transport (\$/bep)	0,36	0,36	0,35	0,36
Rentrées nettes reçues				
Combinées (\$/bep)	21,90	14,69	15,78	15,76
Dépenses en immobilisations (milliers de dollars)				
Terrains et sismologie	2 362	881	896	673
Forage et conditionnement	3 966	4 972	3 680	12 515
Installations et matériel	546	3 133	1 642	4 189
Géologie et géophysique	842	300	82	216
Acquisitions de terrains	-	-	22 451	-

	2009			
	(trimestre terminé les)			
	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Acquisitions d'entreprises	-	-	-	-
Autres	568	210	269	182
Total	8 284	9 496	29 020	17 775

Production par secteur

Le tableau suivant indique les volumes de production par secteur des terrains pétrolifères et gazifères de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 :

	Pétrole brut léger et moyen classiques (combinés) <i>(barils/j)</i>	Gaz naturel classique <i>(kpi³/j)</i>	LGN <i>(barils/j)</i>	Barils d'équivalent <i>(bep/j)</i>
Alberta				
Harmattan	130	15 006	2 269	4 900
Ferrier	14	11 254	725	2 615
Lone Pine Creek	-	74	1	13
Total	144	26 334	2 995	7 528

Autre information concernant le pétrole et le gaz

Terrains

Les terrains mis en valeur et non mis en valeur dont la Société est propriétaire en date du 31 décembre 2009 sont indiqués dans le tableau suivant :

Acres	Non mis en valeur		Mis en valeur		Total	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta	106 076	98 966	45 061	37 602	151 137	136 568
Total	106 076	98 966	45 061	37 602	151 137	136 568

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

Au conseil d'administration d'Angle (la « **Société** »),

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société en date du 31 décembre 2009. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits d'exploitation nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2009, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les données relatives aux réserves en nous fondant sur notre évaluation.

Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook), établi en collaboration par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter) et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (société du pétrole).

3. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité des données relatives aux réserves aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.
4. Le tableau suivant présente les produits d'exploitation nets futurs estimatifs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et actualisés au moyen d'un taux de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves ayant fait l'objet de l'évaluation, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, et indique les portions respectives de ces produits d'exploitation que nous avons vérifiées, évaluées et sur lesquelles nous avons fait rapport au conseil d'administration de la Société :

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Description et date d'établissement du rapport	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %, en milliers de dollars)			
			Vérification	Évaluation	Examen	Total
GLJ Petroleum Consultants	10 mars 2010	Canada	-	276 847	-	276 847

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

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

GLJ PETROLEUM CONSULTANTS LTD., Calgary (Alberta) Canada, le 15 mars 2010

(signé) « Jodi L. Anhorn »

Jodi L. Anhorn, M. Sc, ingénieur
Vice-président

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

La direction d'Angle (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 d'exploitation nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2009, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.

Un évaluateur de réserves qualifié indépendant a évalué les données relatives aux réserves de la Société. Son rapport est présenté aux présentes.

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

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

Le comité des réserves du conseil d'administration 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, sur la recommandation du comité des réserves, a approuvé :

- a) le contenu de l'Annexe 51-101A1, Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz, qui comprend les données relatives aux réserves et d'autre information concernant le pétrole et le gaz, et le dépôt de celle-ci auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt de l'Annexe 51-101A2, Rapport sur les données relatives aux réserves de l'évaluateur ou du vérificateur de réserves qualifié indépendant, qui est le rapport de l'évaluateur de réserves qualifié indépendant sur les données relatives aux réserves;
- c) le contenu du présent rapport et son dépôt.

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants. Cependant, les écarts devraient correspondre au classement des réserves selon la probabilité de leur récupération.

(signé) « Gregg Fischbuch »

Gregg Fischbuch
Président et chef de la direction

(signé) « Heather Christie-Burns »

Heather Christie-Burns
Présidente et chef de l'exploitation

(signé) « Edward Muchowski »

Edward Muchowski
Administrateur

(signé) « Clarence Chow »

Clarence Chow
Administrateur

Le 15 mars 2010

ANNEXE E

DONNÉES RELATIVES AUX RÉSERVES ET INFORMATION FINANCIÈRE CONCERNANT STONEFIRE

La Société communique certaines données relatives aux réserves et information financière concernant Stonefire étant donné qu'aux fins du *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières*, l'acquisition de Stonefire constitue un changement important qui, s'il était survenu au plus tard à la date de prise d'effet de la notice annuelle, aurait entraîné un changement important de l'information figurant dans la notice annuelle. La Société prévoit que ses données relatives aux réserves et autre information seront touchées par l'acquisition de Stonefire de la façon prévue dans la notice annuelle d'après l'information énoncée dans le rapport de GLJ (le « **rapport de GLJ concernant Stonefire** ») et reproduite dans la présente annexe, datée du 15 mars 2010 et établie le 10 mars 2010.

Les tableaux suivants résument les réserves de pétrole, de LGN et de gaz naturel de Stonefire, en date du 31 décembre 2009, de même que la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs attribuables à ces réserves qui est estimée dans le rapport de GLJ concernant Stonefire, selon des prix et des coûts prévisionnels. Les tableaux résument les données figurant dans le rapport de GLJ et peuvent donc indiquer des chiffres légèrement différents de ceux qui figurent dans ce rapport du fait que les chiffres ont été arrondis. Comme les chiffres ont été arrondis, il se pourrait que la somme des chiffres figurant dans certaines colonnes ne corresponde pas au total réel. **La valeur des produits d'exploitation nets futurs attribuable aux réserves de Stonefire est indiquée sans provision pour les charges d'intérêt ainsi que les frais administratifs et frais généraux, mais compte tenu des redevances estimatives, des frais d'exploitation, des frais de mise en valeur, des autres revenus, des dépenses en immobilisations futures, de même que des coûts d'abandon de puits à l'égard des seuls puits auxquels GLJ a attribué des réserves. On ne devrait pas présumer que la valeur actualisée nette des produits d'exploitation nets futurs, qu'elle soit actualisée ou non, qui est attribuable aux réserves de Stonefire estimées par GLJ correspond à la juste valeur marchande de ces réserves. D'autres hypothèses et conditions relatives aux coûts, aux prix obtenus pour la production future et à d'autres questions sont résumées à l'annexe B. La récupération estimative et les réserves estimatives de Stonefire ne constituent que des estimations et rien ne garantit que les réserves estimatives seront récupérées. Les réserves réelles pourraient être supérieures ou inférieures aux estimations fournies dans la présente notice annuelle.**

Le rapport de GLJ concernant Stonefire repose sur certaines données factuelles fournies par la Société ainsi que sur l'avis de GLJ quant à ce qui correspond à une pratique raisonnable dans le secteur d'activité. L'importance et la nature de la propriété de même que les données factuelles concernant les terrains pétrolières et les contrats de la Société (hormis certains renseignements qui sont du domaine public) ont été fournies par la Société à GLJ et acceptées sans autre examen. GLJ a accepté ces données telles qu'elles ont été présentées et n'a effectué aucune recherche de titre ni aucune inspection sur le terrain. Tous les énoncés se rapportant aux activités de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 comprennent des données sur l'exploitation, couvrant un exercice entier, des terrains de la Société.

La détermination des réserves de pétrole et de gaz suppose qu'on établisse des estimations comportant un degré inhérent d'incertitude. Les catégories de réserves prouvées, probables et possibles 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 du jugement professionnel combiné à des connaissances en géologie et en génie en vue d'apprécier s'il est satisfait ou non aux critères particuliers de classement des réserves. Il faut une connaissance de concepts 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. Les termes utilisés dans la présente annexe, notamment « prouvées » et « probables », sont définis à l'annexe B.

Données relatives aux réserves (prix et coûts prévisionnels)

Relevé des réserves de pétrole et de gaz en date du 31 décembre 2009

Le tableau suivant indique les réserves brutes (avant redevances) et nettes (après redevances) du pétrole brut léger et moyen (combinés) et du gaz naturel de la Société estimées selon des prix prévisionnels et par type de produit :

	Pétrole brut léger et moyen (combinés)		Gaz naturel		LGN		bep	
	Brut (kb)	Net (kb)	Brut (Mpi ³)	Net (Mpi ³)	Brut (kb)	Net (kb)	Brut (kbep)	Net (kbep)
Prouvées								
Mises en valeur exploitées	223	148	8 244	6 812	281	171	1 878	1 454
Mises en valeur inexploitées	0	0	47	37	2	1	10	7
Non mises en valeur	0	0	2 671	2 464	88	62	533	473
Total des réserves prouvées	223	148	10 962	9 314	371	234	2 421	1 934
Probables	310	218	17 563	15 533	471	309	3 709	3 116
Total des réserves prouvées et des réserves probables	533	366	28 524	24 847	842	543	6 130	5 050

Valeurs actualisées nettes des produits d'exploitation nets futurs

Les tableaux suivants présentent, en date du 31 décembre 2009, les valeurs actualisées nettes des produits d'exploitation nets futurs attribuables aux réserves de la Société, calculées au moyen de divers taux d'actualisation, avant et après impôts et selon des prix prévisionnels :

	Avant impôts, calculées au taux d'actualisation de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
(en milliers de dollars)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
Prouvées					
Mises en valeur exploitées	57 714	46 960	39 671	34 464	30 580
Mises en valeur inexploitées	294	254	222	196	174
Non mises en valeurs	13 633	9 709	7 140	5 370	4 098
Total des réserves prouvées	71 642	56 924	47 033	40 030	34 852
Probables	124 060	76 806	52 047	37 519	28 223
Total des réserves prouvées et des réserves probables	195 701	133 730	99 080	77 549	63 075

	Après impôts, calculées au taux d'actualisation de				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<i>(en milliers de dollars)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>	<i>(\$)</i>
Prouvées					
Mises en valeur exploitées	48 941	40 102	34 100	29 801	26 587
Mises en valeur inexploitées	219	189	165	146	129
Non mises en valeurs	10 157	7 051	5 010	3 599	2 584
Total des réserves prouvées	59 317	47 343	39 275	33 546	29 300
Probables	92 990	56 877	37 889	26 721	19 565
Total des réserves prouvées et des réserves probables	152 307	104 220	77 164	60 267	48 864