



RAPPORT DE GESTION

RAPPORT INTERMÉDIAIRE DU TROISIÈME TRIMESTRE

POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2011

Le présent rapport de gestion (le « MD&A ») de Gastem doit être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités du troisième trimestre de 2011 de la société et les notes afférentes, inclus dans le rapport trimestriel. Ce rapport, ainsi que les communiqués de presse récents et les états financiers antérieurs et les documents associés, sont aussi accessibles sur le site web de Gastem (la « Société ») à l'adresse www.gastem.ca ou www.sedar.com.

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités du troisième trimestre de 2011 de la Société et les notes afférentes font partie des premiers états financiers consolidés annuels audités qui doivent être préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS » ou « PCGR ») pour l'exercice clos le 31 décembre 2011. Ils ont été établis conformément à la Norme comptable internationale 34, *Information financière intermédiaire* (« IAS 34 »), publiée par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») et selon les méthodes comptables décrites ci-après.

Le présent rapport de gestion, établi par la direction de Gastem, contient des commentaires sur les états financiers de la Société en date du 30 septembre 2011, un résumé des activités courantes et donne un bref aperçu des perspectives.

1. DATE

Le présent rapport de gestion pour l'exercice terminé le 30 septembre 2011, a été établi en date du 25 novembre 2011. Conformément à la réglementation, cette analyse renferme des notes et des commentaires sur les faits survenus après le 30 septembre 2011.

2. PROFIL DE LA SOCIÉTÉ

La Société a été constituée en 2002 en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* et elle est inscrite à la cote de la Bourse de croissance TSX depuis janvier 2004, sous le symbole GMR.

Gastem est une société d'exploration et de mise en valeur pétrolière et gazière qui détient des propriétés d'exploration ainsi que des droits et des participations dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, aux Îles-de-la-Madeleine et en Gaspésie, au Québec.

La Société possède également des propriétés dans l'État de New York et en Virginie, lesquelles propriétés sont détenues et explorées par une filiale américaine appartenant à Gastem à part entière, Gastem-USA. La Société travaille également à l'acquisition de nouvelles propriétés dans les Appalaches et dans l'est du

Canada. À l'heure actuelle, la Société n'a pas de réserves formelles de pétrole ou de gaz et ne tire aucun revenu de puits produisant du pétrole ou du gaz.

3. ACTIVITÉS D'EXPLORATION

Les activités d'exploration de la Société, réalisées au troisième trimestre de 2011, avec référence aux événements significatifs ayant eu lieu après cette date, sont présentées sous forme de faits saillants. Ceux-ci sont suivis d'un tableau résumant les campagnes d'exploration pour chaque propriété et d'une revue détaillée par propriété.

3.1 Faits Saillants

Les faits saillants des principales activités menées par la Société durant le troisième trimestre de 2011 sont les suivants :

- Propriété des Îles-de-la-Madeleine
 - Identification de sites de forage potentiels
 - Étude hydrogéologique terminée
 - Discussions avec la population au sujet du puits proposé
- Propriété Matapédia-Cyr
 - Demande de permis pour un puits conventionnel
 - Finalisation de la préparation du site de forage
- Projet St-Anicet (Propriété Dundee-Soulanges)
 - Identification de cible de forage
 - Demande de permis en cours
- Propriété St-Hyacinthe
 - Modification au puits La Présentation No 1
- État de New York
 - Demande de permis pour un puits conventionnel dans le comté de Chenango sur une nouvelle propriété

3.2 Relevé des activités et campagnes d'exploration

Un résumé des principales propriétés d'exploration, des possibilités d'acquisition de participation, des campagnes ainsi que des dépenses prévues par la Société est présenté dans le tableau suivant. Les campagnes d'exploration sont soumises à l'approbation et à l'examen du conseil d'administration et peuvent être entreprises ou non, à la discrétion du conseil. Les dépenses prévues peuvent augmenter ou diminuer selon les résultats et les priorités.

Le projet de loi 18 (Loi limitant les activités pétrolières et gazières) a été adopté le 10 juin 2011 par l'Assemblée nationale. Cette loi vient interdire l'activité pétrolière et gazière dans le fleuve Saint-Laurent (art. 1), sans aucune indemnité (art. 4) et révoque les droits miniers ou les parties des droits miniers situés dans le Saint-Laurent (art. 2). Elle stipule aussi que les titulaires de permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains sont dispensés d'exécuter les travaux de recherche exigés par la loi durant la durée de l'évaluation environnementale stratégique (art. 3).

Le projet de loi 18 suspend toutes les obligations associées à la détention de permis durant l'évaluation environnementale stratégique, qui peut prendre jusqu'à 3 ans. Les travaux sur les propriétés de gaz de shale peuvent être entrepris s'ils sont approuvés par le comité ou le Ministre mais ne sont plus obligatoires. Par conséquent, les permis sont toujours détenus par la Société mais les dépenses d'exploration annuelles ne

sont plus requises et la durée des permis est prolongée en conséquence. En ce qui concerne les parties des permis d'exploration situées dans le Saint-Laurent, elles sont nulles et non avenues et sans contrepartie, résultant en une expropriation. Pour Gastem, cette expropriation sans indemnisation a une répercussion sur la propriété Dundee-Soulanges et est actuellement sous étude par un conseiller juridique.

Relevé des activités et campagnes d'exploration	
Basses-Terres du Saint-Laurent, Quebec	
Yamaska – 45 381 ha (Gastem, 20 %; Lone Pine, 60 %; Questerre, 20 %)	
Résumé	<ul style="list-style-type: none"> • 2 puits verticaux forés par Gastem en 2007 et un puits stimulé par fracturation par Forest Oil en 2007/2008 • Acquisition par le partenaire Forest Oil d'une participation de 60 % au troisième trimestre de 2008 • Forage et stimulation par fracturation de deux puits horizontaux, au début du quatrième trimestre de 2008 et annonce des résultats préliminaires au premier trimestre de 2009 • Levé sismique 2-D de 81,5 km effectué par l'opérateur Forest Oil (maintenant Lone Pine) au deuxième et troisième trimestre de 2010 • Epsilon Energy détient le droit de participer à hauteur de 5 % (brut) à des puits futurs • Plusieurs cibles de forage identifiées à partir du nouveau levé sismique; étude de l'emplacement des forages en cours
Campagne proposée	<ul style="list-style-type: none"> • Lone Pine Resources (successeur de Forest Oil) fera connaître son programme
Dépenses prévues	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de dépenses significatives prévues actuellement
St-Hyacinthe – Affermage – 37 247 hectares (Gastem, 16,575 %; Canbriam, 68 %; Lone Pine, 0,425 %; Suncor et al., 15 %)	
Résumé	<ul style="list-style-type: none"> • Entente conjointe Gastem–Canbriam Energy visant une propriété de Suncor et al. • Propriété adjacente et géologiquement semblable à la propriété Yamaska, avec présence des shales d'Utica et de Lorraine • Participation de Gastem pour 19,5 % des coûts, pour une participation directe de 16,575 % • Deux puits verticaux forés en 2009 • Un puits vertical et trois puits horizontaux forés durant le deuxième et le troisième trimestre de 2010 • Un puits horizontal stimulé par fracturation au troisième trimestre de 2010 • Caractérisation environnementale de trois sites de forage au premier trimestre de 2011 • Modification au puits vertical La Présentation No 1
Campagne proposée	<ul style="list-style-type: none"> • Canbriam fera connaître son programme
Dépenses prévues	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de dépenses significatives prévues actuellement à l'exception des frais pour l'entretien de puits
St-Jean Est – 50 579 hectares (50% Gastem avec 12,5% Epsilon, 50% Questerre)	
Résumé	<ul style="list-style-type: none"> • Sous réserve d'une convention d'exploitation conjointe avec Questerre Energy • Cibles éventuelles dans les carbonates de plate-forme et le Shale d'Utica • Levé magnétique aéroporté de haute résolution, exécuté au printemps 2007
Campagne proposée	<ul style="list-style-type: none"> • Programme à déterminer pour 2012
Dépenses prévues	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de dépenses significatives prévues actuellement
St-Jean Ouest – 28 869 hectares (75% Gastem, 25% Epsilon)	
Résumé	<ul style="list-style-type: none"> • Cibles possibles dans des roches carbonatées de la plate-forme et des granites altérés, analogues à celles de la propriété de Dundee-Soulanges • Levé magnétique aéroporté de haute résolution, exécuté en 2007
Campagne proposée	<ul style="list-style-type: none"> • Gastem révise les données existantes et élabore une possible campagne de forage pour tester les cibles de plate-forme
Dépenses prévues	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de dépenses significatives prévues actuellement

St-Jean Nord – 21 834 hectares (20% Gastem, 80% Questerre)	
Résumé	<ul style="list-style-type: none"> • Permis obtenus par Questerre avec une participation de 20 % cédée à Gastem • Forage du puits St-Jean No 1 jusqu'à la base du Shale d'Utica au deuxième trimestre de 2008 et stimulation par fracturation au premier trimestre de 2009 • La campagne d'exploration pourrait être intégrée à celle visant les permis adjacents de St-Jean Est de Gastem
Campagne proposée	<ul style="list-style-type: none"> • Aucune campagne d'exploration prévue actuellement
Dépenses prévues	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de dépenses significatives prévues actuellement
Dundee-Soulanges – initialement 92 540 hectares, réduite à 71 736 ha suite au projet de loi 18 (75% Gastem, 25% Epsilon)	
Résumé	<ul style="list-style-type: none"> • Travaux d'exploration en cours visant l'identification de réservoirs de gaz commerciaux dans les roches carbonatées fracturées du Beekmantown et dans les granites altérés au contact entre le Potsdam et le socle • Levé géochimique sur toute la surface du permis, exécuté l'été 2007 • Levé sismique 2-D de 19,5km réalisé sur des anomalies de suintement de gaz en 2009 • Levé gravimétrique aéroporté de 1 066 km² débuté en décembre 2010 et terminé au premier trimestre 2011 • Traitement et interprétation du levé gravimétrique, terminés au deuxième trimestre • Retraitement d'anciennes lignes sismiques et intégration aux données sismiques de 2009, réalisés au deuxième trimestre • Identification d'une cible dans la partie ouest du permis pour forer le Beekmantown et le Potsdam • Entente signée pour le site de forage
Campagne proposée	<ul style="list-style-type: none"> • Deux cibles de forage ont été identifiées à partir du nouveau levé sismique et un site de forage identifié est à l'étude • Préparation du programme de forage pour ce site
Dépenses prévues	<ul style="list-style-type: none"> • Puits d'exploration prévu pour l'hiver 2012, si autorisé
Joly – Affermage – 13 809 hectares (35% Gastem, 65% Intragaz)	
Résumé	<ul style="list-style-type: none"> • Projet d'exploration commun Intragaz–Gastem aux fins de production et de stockage • Zone de prospection pour le gaz et les réservoirs de stockage dans une formation très poreuse et perméable, adjacente à l'installation de stockage de gaz existante à St. Flavien • Gastem est l'opérateur pour l'ensemble des activités d'exploration associées à ce projet et a acquis une participation de 35% sur la propriété et de 34% dans les droits de stockage de gaz • Forage du puits Joly No 4 en décembre 2007, la séquence de dolomies attendue n'a pas été rencontrée – le puits a été abandonné au début du troisième trimestre de 2009 • Début du forage de Joly No 5 retardé suite à des problèmes environnementaux et de surface • Demande d'un Certificat d'autorisation pour le puits Joly No 5, déposée au premier trimestre • Site du puits Joly 6 étudié et entente signée (situé proche du puits Joly 5)
Campagne proposée	<ul style="list-style-type: none"> • Demande de permis pour le forage du puits Joly No 6 pour tester le Shale d'Utica à 3,5 km de profondeur
Dépenses prévues	<ul style="list-style-type: none"> • Possible puits d'exploration en 2012, si autorisé
Gaspésie, Québec	
Matapédia – Cyr – 189 884 hectares (75% Gastem, 25% Epsilon)	
Résumé	<ul style="list-style-type: none"> • Levé géochimique régional (2007) entrepris par Gastem à proximité des lignes sismiques récentes effectuées par le MRNF et Pétrolia dans la partie nord du bloc • Levé géochimique détaillé (2008) entrepris par Gastem sur l'anticlinal de Causapscal • Étude régionale de la tectonique et de la maturité thermique, exécutée par l'Institut National de Recherche Scientifique, à Québec • Acquisition de 40 km de profil sismique 2-D en 2009 • Levé magnétique aéroporté de 8 727 km², débuté en décembre 2010 et complété au premier trimestre de 2011 • Traitement et interprétation du levé magnétique, terminé au deuxième trimestre 2011 • Identification d'une cible de forage dans le bloc de Cyr

Campagne proposée	<ul style="list-style-type: none"> Forage d'un puits d'exploration conventionnel, conditionnel aux autorisations, pour obtenir des informations scientifiques et évaluer le potentiel en hydrocarbures de la zone
Dépenses prévues	<ul style="list-style-type: none"> Programme de forage prévu pour l'automne 2011 et l'hiver 2012 sujet aux autorisations gouvernementales
Îles-de-la-Madeleine, Québec	
Îles-de-la-Madeleine – 17 520 hectares (100% Gastem)	
Résumé	<ul style="list-style-type: none"> Permis d'exploration acquis en juillet 2008 Analyse des données existantes et modélisation géophysique (données sismiques, gravité, magnétisme) terminées Rapport géologique détaillé terminé Étude hydrogéologique terminée
Campagne proposée	<ul style="list-style-type: none"> Mise à jour de la modélisation géophysique basée sur les nouveaux levés régionaux du MRNF, lorsque disponibles Campagne de forage préparée, localisation de surface à l'étude
Dépenses prévues	<ul style="list-style-type: none"> Possible puits d'exploration prévu en 2012

Gastem – USA	
Projet de shales et de grès compacts dans l'État de New York– environ 26 000 acres (80% Gastem, 20% Covalent Energy)	
Résumé	<ul style="list-style-type: none"> Covalent Energy (maintenant Utica Energy LLC) a foré et complété deux puits sur ce terrain durant l'été 2007; les résultats étant encourageants Gastem a acquis une participation de 80 % en forant un puits vertical et en émettant 3 500 000 actions ordinaires de Gastem, en plus de payer 35 000 \$ américains au début de 2009 Tous les fonds sont affectés aux campagnes d'exploration et de mise en valeur Levé magnétique aéroporté couvrant 85 % du comté de Chenango, 20% du comté de Broome et 30% du comté de Delaware Sismique 2-D de 16,1 km acquise dans le comté d'Otsego, ciblée sur les grès de la Formation d'Oneida Fracturation du puits Ross No 1 sur les intervalles d'Utica et de Marcellus, l'intervalle du Grès d'Oneida ayant aussi été testé Cible de forage identifiée et soumission au gouvernement d'une demande de permis de forage au quatrième trimestre.
Campagne proposée	<ul style="list-style-type: none"> Forage d'un puits d'exploration conventionnel, conditionnel aux autorisations, à l'automne 2011 Autres campagnes en fonction des réglementations de l'État de New York
Dépenses prévues	<ul style="list-style-type: none"> Puits d'exploration prévu à l'automne 2011 ou au début de l'année 2012
Virginie – environ 2 300 acres (80% Gastem, 20% Covalent Energy)	
Résumé	<ul style="list-style-type: none"> Gastem-USA a signé une entente avec Covalent Energy en 2008 concernant l'acquisition de baux d'exploration dans l'État de Virginie, mais les conditions (10 000 à 20 000 acres en location ou 1 000 000 \$ US de dépenses) n'ont pas été encore remplies Gastem-USA a engagé le processus d'acquisition de baux en 2009
Campagne proposée	<ul style="list-style-type: none"> La Société continue d'évaluer les opportunités d'acquisition de baux
Dépenses prévues	<ul style="list-style-type: none"> Actuellement, pas de dépenses d'exploration significatives prévues pour 2011

3.3 Revue des propriétés

3.3.1 Le Shale d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent

Au début de 2009, Gastem a sensiblement accru la superficie qu'elle contrôle au cœur du corridor de l'Utica, en signant une convention d'affermage visant une participation de 17 % d'intérêt sur 37 247 ha détenus par un consortium dirigé par Suncor Energy. La propriété de St-Hyacinthe, est adjacente au bloc de Yamaska, et située immédiatement au sud-est de ce dernier. Elle présente une géologie semblable à celle du bloc de Yamaska. Selon les modalités de la convention d'affermage, Canbriam et Gastem doivent forer,

évaluer et compléter trois puits verticaux et trois puits horizontaux, avant le 31 décembre 2010. Les partenaires ont foré deux puits d'essai verticaux dans la propriété de St-Hyacinthe en août et septembre 2009; les puits St-Hyacinthe No 1 et La Présentation No 1. Ces puits ont atteint les profondeurs prévues dans les calcaires de Trenton, sous-jacents au Shale d'Utica. Ils ont été complétés dans le membre de Dolgeville du Shale d'Utica, à l'hiver 2009. Les résultats de l'analyse des carottes et des diagraphies ainsi que des fracturations verticales de ces puits indiquent d'importantes valeurs de gaz initialement en place (GIEP). Les résultats des stimulations dans le Dolgeville, annoncés au début de 2010, démontrent que des taux stabilisés de production de gaz peuvent être obtenus dans les puits verticaux. Suite à l'analyse détaillée des stimulations et des essais de reflux, les partenaires s'attendent à ce que les prochaines stimulations par fracturation dans les puits horizontaux améliorent significativement les taux de production.

La campagne de 2010, comprenant le forage d'un puits vertical et de trois puits horizontaux à St-Hyacinthe, est terminée. Le puits horizontal La Présentation No 1H a été foré en mai, les puits verticaux et horizontaux St-Barnabé No 1 et Barnabé No 1H, en juillet, et le forage du dernier puits horizontal, Saint-Hyacinthe No 1H, a été effectué en août. La stimulation par fracturation du puits La Présentation No 1H a été exécutée en juillet 2010. En raison des audiences publiques sur la mise en valeur du gaz de shale au Québec, la fracturation des deux derniers puits horizontaux a été reportée jusqu'à la fin de l'Évaluation environnementale stratégique. Canbriam et Gastem ont préparé et soumis deux demandes auprès du Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) au début du deuxième trimestre de 2011 pour obtenir des Certificats d'Autorisation en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement. Canbriam et Gastem surveillent attentivement les événements de gaz et la migration de gaz en surface (les émanations sont extrêmement faibles), identifiés dans le puits vertical La Présentation No 1, en collaboration avec le Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) et le MDDEP. Le redressement de la situation a nécessité la fermeture partielle du puits vertical La Présentation No 1 durant le troisième trimestre. Une caractérisation environnementale globale pour les trois sites de forage de St-Hyacinthe a été entreprise afin de faire un suivi de la situation environnementale.

Il n'y a pas eu de travaux significatifs entrepris sur la propriété Yamaska suite au levé sismique 2-D de 81,5 km et à son interprétation. Lone Pine Resources Inc. (anciennement Forest Oil) et Gastem surveillent attentivement les événements de gaz identifiés dans deux puits et ce, en collaboration avec le MRNF et le MDDEP. En parallèle, Gastem a entrepris une caractérisation environnementale globale pour les deux sites de forage de Yamaska afin de valider entièrement la situation environnementale.

Les travaux réalisés sur la propriété de Joly ont repris à l'automne 2010 avec la préparation d'une campagne de forage (Gastem, Joly No 5) afin d'évaluer les écaïlles de carbonate, peu profondes, et le Shale d'Utica, plus profond. Les carbonates ont un potentiel comme roche réservoir pour le stockage du gaz (réservoirs analogues à ceux de St-Flavien). Le potentiel gazier du Shale d'Utica pourrait être double : il pourrait soit être associé au shale naturellement fracturé, situé à une profondeur modérée (analogue à Villeroy), soit au shale non déformé sous-jacent, situé dans la plus profonde des trois zones prometteuses du corridor de l'Utica, zone qui n'a pas encore été testée. Reconnaisant les éventuels risques inhérents à l'exploration d'une nouvelle zone, Gastem s'emploie à atténuer les risques éventuels de son puits d'essai en combinant la cible profonde du Shale d'Utica avec les deux cibles alternatives discutées ci-dessus. Le permis de forage a été délivré à Gastem par le MRNF le 23 novembre 2010.

Suite aux préoccupations exprimées par le bureau régional du MDDEP concernant la présence possible d'un marais sur une partie du site (qui fait partie d'une ancienne terre agricole, aujourd'hui abandonnée), les préparatifs du forage ont été arrêtés le 8 décembre. Afin de reprendre les opérations de forage du puits Joly No 5, une demande a été déposée auprès du MDDEP au premier trimestre de 2011 afin d'obtenir un Certificat d'Autorisation en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement. Par mesure de précaution, un autre site (Gastem, Joly No 6) situé sur la même ligne sismique que le puits Joly No 5, a été identifié, et fait l'objet d'une demande d'autorisation. Comme pour tous les puits de Gastem, des réunions avec la municipalité de Joly et la MRC de Lotbinière ont été l'occasion pour présenter le programme de la Société et de répondre aux préoccupations et aux questions de la population. D'autres réunions sont prévues avec la population avant de reprendre les opérations de forage.

Le rapport du BAPE (Bureau d'audiences publiques sur l'environnement) « Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec » a été rendu public à la fin de février 2011. La principale recommandation était d'entreprendre une "évaluation environnementale stratégique" (EES). Le MDDEP a annoncé le 12 mai la liste des membres et le mandat du comité qui sera chargé, pendant les 18 à 30 prochains mois, de l'évaluation environnementale stratégique pour le développement du gaz de schiste au Québec. Le comité doit préparer un rapport pour répondre aux préoccupations de l'évaluation environnementale stratégique et faire des recommandations afin d'améliorer le cadre juridique et réglementaire du développement du gaz de schiste. Pendant la durée de l'EES, le comité examinera et approuvera les programmes sur le Shale d'Utica et la fracturation hydraulique au Québec. En principe, tous les autres programmes d'exploration conventionnels devraient continuer selon les réglementations existantes et ne devraient pas être touchés par l'EES.

Récemment, le Comité a présenté son calendrier pour l'exécution de son mandat et a demandé des commentaires avant le 15 décembre 2012.

3.3.2 Propriété Dundee-Soulanges

Au cours de l'automne 2009, Gastem a exécuté un levé sismique 2-D de 19,48 km dans la portion sud-ouest du bloc, adjacente aux sondages antérieurs de Gastem et de Ditem Explorations et aux anomalies de suintement de méthane observées au cours d'un levé géochimique de sol effectué en 2007. Suite au traitement et à l'interprétation de ce levé, Gastem a identifié deux cibles de forage possibles. Le retraitement et l'interprétation d'anciennes lignes sismiques de 1997, durant le deuxième trimestre de 2011, ont amené la Société à se concentrer sur une cible de forage précise. En parallèle avec cette étude, Gastem a mandaté une firme en décembre 2010 pour effectuer un levé gravimétrique aéroporté de 1 066 km² couvrant une partie de la propriété. Le levé gravimétrique a été exécuté en mars 2011 et les données ont été traitées et interprétées. Ce levé aidera au développement d'une campagne d'exploration dans la partie nord de la propriété.

Tel que discuté ci-dessus, suite à l'application du projet de loi 18 à la fin du deuxième trimestre, la superficie de la propriété de Dundee-Soulanges a été réduite par le gouvernement de 22 %. Les parties du permis couvrant le fleuve Saint-Laurent ont été révoquées.

Le site de forage d'un puits d'essai, ciblé sur la dolomie du Beekmantown et le grès du Potsdam, a été identifié et validé. Une entente avec le propriétaire a été signée pour le puits "Gastem, Saint-Anicet No 1". Gastem a rencontré la municipalité et la paroisse de Saint-Anicet et les a informés de son projet. Le site se situe sur des terrains agricoles et Gastem a fait une demande d'autorisation auprès de la Commission de protection du territoire agricole du Québec. Un programme de forage conventionnel est en préparation. Le forage devrait avoir lieu durant l'hiver 2012, conditionnellement aux autorisations gouvernementales.

3.3.3 Propriété des Îles-de-la-Madeleine

En juillet 2008, la Société a acquis le permis d'exploration (2008-PG-990) couvrant 17 520 ha pour les Îles-de-la-Madeleine, dans le secteur québécois du bassin de Madeleine, dans le golfe du St-Laurent. Gastem a terminé une analyse détaillée et a intégré une réévaluation des données géologiques et géophysiques existantes à la fin de 2008 et au début de 2009, incluant l'acquisition de données sismiques existantes ainsi que leur traitement et leur réinterprétation, complétés par Boyd Petrosearch de Calgary. Cette analyse comparative a souligné la nécessité d'obtenir des données géophysiques complémentaires, et ainsi, un levé gravimétrique côtier et extracôtier a été entrepris en 2009. Le rapport du levé géophysique et de cartographie a été préparé par Excel Geophysics. Les données du levé de 2009 ont été intégrées aux données gravimétriques existantes afin de raffiner le modèle géophysique, ainsi que la géométrie et la structure des diapirs de sel sous les îles.

La principale cible de forage sur terre a été confirmée et délimitée en fonction des résultats de ces études.

La principale cible d'exploration demeure la Formation de Cable Head (Carbonifère supérieur), qui devrait être rencontrée à 2 300 m ou moins. Une ligne sismique de bonne qualité, d'une longueur de 94 km, située dans la partie sud des Îles-de-la-Madeleine, au large des côtes, a aussi été achetée. Cette ligne a été interprétée et corrélée avec d'autres données sismiques par Boyd PetroSearch dans le but de rehausser le degré de confiance vis-à-vis de la profondeur de la formation cible. Les résultats suggèrent que la profondeur de la Formation de Cable Head pourrait être légèrement plus importante que celle indiquée par les études antérieures.

Une campagne de forage conventionnel détaillée et l'estimation des coûts ont été préparées. Une revue et une analyse des sites de forage potentiels ont été effectuées. Une analyse comparative des différentes foreuses disponibles a été achevée et des discussions préliminaires avec un entrepreneur en forage ont eu lieu. Le début du forage est reporté à l'automne 2011 à cause des répercussions négatives de l'accident de BP dans le Golfe du Mexique et des préoccupations en résultant chez les groupes environnementaux locaux et les députés, avec qui Gastem est en discussion.

Un corridor de 6 km de long ayant un potentiel pour des sites de forage a été identifié le long de la bordure nord du diapir de sel. Durant les prochains mois, une étude hydrogéologique sera effectuée par une entreprise spécialisée, en accord avec les autorités municipales, pour déterminer la profondeur de la nappe souterraine; cela afin d'optimiser l'emplacement du site de forage.

L'acquisition récente par Southwestern Energy Company de permis d'exploration exclusifs couvrant 2,5 millions d'acres au Nouveau Brunswick est significative. Le programme d'exploration proposé de trois ans, représente l'une des premières initiatives de Southwestern à l'extérieur des États-Unis. La publication récente d'une étude quinquennale de la Commission géologique du Canada (CGC, Dossier Public 6174), souligne que le bassin de Madeleine et, en particulier, la zone comprenant les structures salifères associées au Carbonifère supérieur, recèle un potentiel en gaz naturel de plusieurs TPC (trillions de pieds cubes). L'estimation des ressources faite par la CGC pour le bassin de Madeleine est de 21 TPC (p. 50), et indique que le bassin sera vraisemblablement un secteur d'exploration majeur dans un proche avenir.

En mars 2011, les gouvernements du Canada et du Québec ont annoncé qu'ils sont parvenus à un accord important concernant les revenus de la production de pétrole et de gaz extracôtière pour la partie québécoise du golfe du Saint-Laurent. C'est une étape importante vers un accord administratif analogue à celui en vigueur en Nouvelle-Écosse et à Terre-Neuve et qui devrait être atteint en 2012.

À la fin octobre, Gastem a soumis à la municipalité et aux groupes d'intérêt locaux une étude hydrogéologique, préparée par Groupe Madelineau. Ce rapport, réalisé en juillet et août, examine la situation hydrologique des Îles et identifie et évalue des sites de forage possibles où les impacts environnementaux potentiels seront minimes ou inexistantes. Il y a plusieurs réunions publiques prévues en 2012.

La Société poursuivra cet important programme et espère entreprendre un puits conventionnel en 2012.

3.3.4. Propriété Matapédia-Cyr

Dans le bloc Matapédia-Cyr, situé en Gaspésie, Gastem a entrepris deux levés géochimiques en 2007 et 2008 dans le but d'identifier d'éventuels suintements d'huile brute dans les sols de surface. Ces suintements indiqueraient de possibles gisements de pétrole. Les levés étaient ciblés sur l'Anticlinal de Causapscal, dans la partie nord du bloc, et couvraient une superficie de 19 000 hectares. Les deux levés ont décelé des suintements d'huile brute dans les sols de surface, et Gastem a complété un levé sismique 2-D, d'une longueur de 40 km, sur ces anomalies à l'automne 2009. Les données sismiques 2-D ont été traitées et interprétées.

Un levé magnétique aéroporté complémentaire a débuté en décembre 2010 afin d'affiner l'emplacement possible d'un puits d'essai dans l'Anticlinal de Causapscal et de faciliter la délimitation des zones

prometteuses dans la partie sud du bloc. Le levé aéromagnétique couvre 8 727 km². Il a été complété en mars 2011 et les données ont été traitées et interprétées durant le deuxième trimestre.

La Société a identifié des cibles de forage conventionnel dans la partie sud de la propriété. Le puits proposé "Gastem, Ristigouche-Partie-Sud-est No 1" a deux objectifs: amasser de l'information scientifiques pour les différentes formations et tester le potentiel en hydrocarbure des calcaires coralliens de la Formation de West Point d'âge Silurien et, à plus grande profondeur, des calcaires fracturés de la Formation de White Head. Une demande de permis de forage a été soumise auprès du MRNF durant le quatrième trimestre et la préparation du site de forage est en cours. Gastem a rencontré la municipalité et les citoyens de Ristigouche-Partie-Sud-est et des réunions supplémentaires sont planifiées afin que les préoccupations locales soient correctement traitées.

3.3.5 Gastem-USA

En septembre 2010, Gastem-USA a reçu du «Department of Environmental Conservation» de l'État de New York (NYDEC) l'autorisation de stimuler par fracturation hydraulique le Shale de Marcellus dans le puits Ross No 1 et le Shale d'Utica supérieur dans le puits Sheckells No 1. Les fracturations du puits Ross No 1 ont été réalisées en octobre dernier (Shale de Marcellus). Gastem-USA a testé le Marcellus par une fracturation en deux-étapes, assistée d'azote, qui a produit un débit de 120 mpc/j dans le puits Ross No 1.

Gastem-USA a effectué un levé aéromagnétique couvrant environ 85 % du comté de Chenango, 20 % du comté de Broome et 30 % du comté de Delaware. Ce levé a permis à Gastem-USA d'évaluer les terrains situés à l'ouest et au sud de ses baux actuels. Gastem-USA a terminé une campagne sismique 2-D au dernier trimestre de 2010 et a commencé l'interprétation des résultats durant le premier trimestre de 2011. Les résultats préliminaires de la sismique 2-D sont favorables, dans trois secteurs, à l'exploration de réserves de gaz naturel dans la formation des grès d'Oneida, dans le comté d'Ostego. Ces résultats vont permettre de développer la zone de prospection gazière dans l'Oneida, à l'est de la zone de Nornew du comté de Chenango. Les régions au sud sont également intéressantes.

La recherche de prospects a été conduite dans et autour de l'État de New York. Le Marcellus et le Shale d'Utica sont étudiés en Pennsylvanie, dans l'Ohio et dans d'autres secteurs. En juillet 2011, le gouverneur Cuomo de l'État de New York a signalé que le moratoire sur le forage de puits non conventionnels pourrait être levé suite à la publication d'une nouvelle version de l'Énoncé général des incidences environnementales du NYDEC (SGEIS) et que le début d'une période de commentaires publics de soixante jours devrait commencer au courant du mois de septembre. Cette action pourrait permettre aux compagnies de recevoir des permis pour les puits d'exploration de gaz de shale au cours du premier trimestre de 2012.

Gastem-USA continue d'évaluer des cibles conventionnelles dans l'État de New York pour la recherche de gaz local pour une utilisation locale. Actuellement, la Société développe un projet pour tester le potentiel de production de la Formation d'Oneida, dans le secteur sud de sa zone d'intérêt. Une nouvelle propriété, située à proximité de la ville de Sidney dans le comté de Chenango, a été obtenue au troisième trimestre. La Société détient 100% d'intérêt sur cette propriété. Au moment d'écrire ce rapport, la Société a fait une demande de permis de forage conventionnel et espère forer un puits d'essai pour tester le potentiel de la Formation d'Oneida.

Le projet, conditionnel à l'obtention des autorisations nécessaires, est d'amener cette ressource en gaz naturel à Sidney pour une consommation locale. Les discussions relatives à ce projet pilote sont au stade initial mais vont de bon train.

Gastem-USA continue d'évaluer des cibles conventionnelles dans l'État de New York et ailleurs, pour la recherche de gaz local pour une utilisation locale.

4. PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES

Les principales données trimestrielles pour le trimestre finissant au 30 septembre 2011, listées ci-dessous, sont discutées dans le présent rapport de gestion.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES	Résultats au 30 septembre 2011	Résultats au 31 décembre 2010	Résultats au 30 septembre 2010
Capitaux propres	30 921 945 \$	33 261 187 \$	33 903 429 \$
Déficit cumulé	18 408 547 \$	16 025 766 \$	15 282 127 \$
Frais d'exploration	1 343 717 \$	8 614 108 \$	2 127 804 \$
Frais généraux	466 995 \$	3 129 967 \$	518 416 \$
Perte nette	327 452 \$	3 881 589 \$	931 395 \$
Actifs courants et fonds d'exploration	4 003 203 \$	8 824 133 \$	13 646 606 \$
Valeur nette des propriétés gazières	28 190 945 \$	26 142 826 \$	20 593 486 \$
Total des actifs	32 651 747 \$	35 453 666 \$	35 072 502 \$

5. ACTIFS ET CAPITAUX

En date du 30 septembre 2011, les actifs totalisaient 32 651 747 \$ contre 35 453 666 \$ au 31 décembre 2010. Cette baisse est principalement reliée à l'utilisation des fonds d'exploration. La trésorerie, les équivalents de trésorerie, les comptes débiteurs, les fonds d'exploration, les charges payées d'avance et les acomptes totalisaient 4 003 203 \$. La valeur comptable nette des propriétés a augmenté, passant de 26 893 564 \$ à la fin du deuxième trimestre à 28 190 945 \$ à la fin du troisième trimestre de 2011, en raison des travaux d'exploration dans les propriétés conventionnelles de Dundee-Soulanges, Matapédia-Cyr et des Îles-de-la-Madeleine au Québec et des frais de modification d'un puits de la propriété de St-Hyacinthe.

Les comptes recevables de 845 466 \$ se composent d'un total de 435 910 \$ pour les comptes courants des compagnies incluant 33 118 \$ de Tawsho Mining pour des dépenses d'opération et 322 728 \$ de Ditem Explorations pour des frais de bureau et administratifs. Le solde de 409 556 \$ est composé des créances américaines, des contributions d'un partenaire ainsi que d'un montant de 80 024 \$, provenant de taxe de vente provinciale et fédérale, qui a depuis été reçu.

Les comptes payables de 1 729 802 \$ sont composés des retenues légales à la source, des salaires et des dettes à payer pour des montants de 120 376 \$, des comptes courants de 1 571 802 \$ et des comptes courants américains de 37 624 \$. Au moment d'écrire ce rapport, un montant de 207 399 \$ avait été payé.

Les fonds d'exploration servent à financer les campagnes de forage et d'exploration et les dépenses connexes, engagées sur les propriétés de la Société au Québec. Des fonds ont aussi été prévus au titre des frais généraux et des frais d'administration pour 2011 et 2012. Les liquidités actuelles sont suffisantes pour financer les obligations d'exploration pour le reste de l'année 2011.

Les capitaux propres ont baissé, passant de 31 219 031 \$ à la fin du deuxième trimestre à 30 921 945 \$ à la fin du troisième trimestre de 2011, essentiellement à la suite de la perte nette.

6. FLUX DE TRÉSorerIE

6.1 Opération

Durant le troisième trimestre de 2011, les activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fond de roulement, ont généré un flux de trésorerie négatif de 327 452 \$ contre 931 395 \$ au

troisième trimestre de 2010. La baisse de la perte nette est due principalement aux charges d'impôts reportés. Le déficit cumulé a augmenté à 18 408 547 \$, contre 18 081 095 \$ à la fin du deuxième trimestre.

Les frais d'exploitation et les charges pour le deuxième trimestre de 2011, incluant la rémunération à base d'actions (options) versée aux administrateurs et dirigeants et la dépréciation de l'équipement, se sont élevés à 466 995 \$ contre 518 416 \$ au troisième trimestre de 2010.

La Société s'efforce continuellement de réduire ses frais généraux et d'administration et des mesures de contrôle rigoureuses ont été mises en place en 2009 et 2010. L'amélioration et l'application de ces politiques se poursuivent en 2011, sous réserve de l'augmentation des activités d'exploration et de mise en valeur.

REVENUS ET PERTES DES 8 DERNIERS TRIMESTRES				
Trimestre	Revenus totaux (\$)	Perte nette (\$)	Perte par action (0.00\$)	
			De base	Diluée
30/09/2011	0 \$	327 452 \$	0,004 \$	0,004 \$
30/06/2011	0 \$	604 791 \$	0,007 \$	0,007 \$
31/03/2011	0 \$	1 450 538 \$	0,016 \$	0,016 \$
31/12/2010	0 \$	1 887 427 \$	0,023 \$	0,023 \$
30/09/2010	0 \$	931 395 \$	0,012 \$	0,012 \$
30/06/2010	0 \$	499 969 \$	0,003 \$	0,003 \$
31/03/2010	0 \$	562 798 \$	0,008 \$	0,008 \$
31/12/2009	11 226 \$	536 056 \$	0,012 \$	0,012 \$

6.2 Financement

Il n'y a pas eu de financements en 2011.

Un relevé des financements réalisés par la Société du 1er janvier 2006 au 30 septembre 2011 est présenté ci-après

FINANCEMENTS en 2006				
Date de clôture	Actions émises	\$/action	Bons de souscription/ Nombre et prix	Total
31 jan. 2006	1 462 500	0,10 \$	1 462 500 à 0,10 \$	146 250 \$
19 mai 2006	4 666 000	0,15 \$	4 666 000 à 0,20 \$	699 900 \$
31 oct. 2006	2 777 777	0,18 \$	Aucun	500 000 \$
27 déc. 2006	4 600 000	0,25 \$	1 150 000 à 0,35 \$	1 150 000 \$
27 déc. 2006	4 400 000	0,25 \$	1 500 000 à 0,35 \$	1 100 000 \$
29 déc. 2006	420 000	0,25 \$	Aucun	105 000 \$
			Total (2006)	3 701 150 \$
FINANCEMENTS en 2007				
16 mars 2007	4 615 000	0,65 \$	2 307 500 à 0,80 \$	2 999 750 \$
6 nov. 2007	2 500 000	0,60 \$	1 250 000 à 0,70 \$	1 500 000 \$
6 nov. 2007	1 428 571	0,70 \$	Aucun	1 000 000 \$
12 déc. 2007	1 333 333	0,60 \$	1 333 333 à 0,75 \$	800 000 \$
12 déc. 2007	292 000	0,70 \$	Aucun	204 400 \$
			Total (2007)	6 504 150 \$

FINANCEMENTS en 2008				
3 avril. 2008	4 725 000	2,15 \$	2 362 500 à 3,00 \$	10 158 750 \$
			Total (2008)	10 158 750 \$
FINANCEMENTS en 2009				
4 déc. 2009	8 107 691	0,65 \$	8 107 691 à 0,85 \$	5 269 999 \$
9 déc. 2009	1 507 693	0,65 \$	1 507 693 à 0,85 \$	980 001 \$
31 déc. 2009	143 085	0,65 \$	143 085 à 0,85 \$	93 005 \$
			Total (2009)	6 343 005 \$
FINANCEMENTS en 2010				
23 mars 2010	6 764 707	0,85 \$	6 764 707 à 1,05 \$	5 750 000 \$
17 août 2010	8 510 000	0,325 \$	8 510 000 à 0,45 \$	2 765 750 \$
			Total (2010)	8 515 750 \$
			Total (2006 à 2010)	35 222 805 \$

6.3 Investissements

Durant le troisième trimestre de 2011, le flux de trésorerie lié aux activités d'investissement, après avoir pris en compte les liquidités réservées pour l'exploration, totalisait (221 177 \$). La baisse par rapport au deuxième trimestre est due au fait que les frais d'exploration ont dépassé les liquidités réservées aux programmes d'exploration.

7. FRAIS D'EXPLORATION ET UTILISATION DES FONDS

Les frais d'exploration de Gastem au troisième trimestre de 2011 ont totalisé 1 343 717 \$. Au Québec, les frais d'exploration et de mise en valeur ont été ciblés sur les zones de prospection conventionnelle de la Société, principalement sur les propriétés Dundee-Soulanges, Matapédia-Cyr et des Îles-de-la-Madeleine. De plus, des travaux ont été faits sur la propriété St-Hyacinthe avec l'opérateur Canbriam. Les dépenses de Gastem-USA sont associées au projet de l'État de New York. La compagnie poursuit son programme avec l'objectif de développer la production et d'acquérir de nouvelles propriétés.

Tous les frais d'exploration de Gastem sont payés avec les fonds de la Société.

7.1 Activités de Gastem au Québec

Les frais d'exploration engagés au Québec pour le trimestre ont totalisé 1 238 514 \$. Ils étaient essentiellement reliés à la préparation de forages et à la modification d'un puits.

Sur la propriété Matapédia-Cyr, l'identification de cibles de forage est terminée et la préparation du forage est en cours. En ce qui concerne la propriété Dundee-Soulanges, Gastem prépare une campagne d'exploration à Saint-Anicet et a déposé une demande de permis de forage. Ce projet va contribuer au développement des propriétés conventionnelles du Québec de la Société.

Finalement, Canbriam et Gastem ont travaillé sur l'abandon du puits La Présentation No 1. La modification du puits est terminée et des travaux d'évaluation sont en cours.

(\$)	Forage et frais connexes	Préparation du site et évaluation	Campagne géologique	Frais professionnels	Échantillonnage	Abandonnement de puits	TOTAL
Dundee	0	177 526	108 459	8 000	991	0	294 977
St-Jean	0	1 221	0	0	0	0	1 221
St-Hyacinthe	112 536	6 653	502	0	1 110	249 864	370 665
St-Simon	0	566	0	0	0	0	566
Yamaska	8 691	3 412	0	0	449	0	12 552
Joly	0	5 588	394	5 500	854	0	12 336
Matapédia	200 000	326 413	5 509	15 590	689	0	548 202
Îles-de-la-Madeleine	0	69 755	-74 532	1 200	1 574	0	-2 005
TOTAL	321 227	591 135	40 332	30 290	5 666	249 864	1 238 514

7.2 Activités de Gastem-USA

Les frais d'exploration engagés par Gastem-USA au troisième trimestre de 2011 ont totalisé 105 203 \$. Ils sont reliés à la préparation de la campagne de l'automne/hiver 2011. De plus, l'évaluation de prospects a été menée à l'intérieur et à l'extérieur de l'État de New York.

(\$)	Forage et frais connexes	Préparation du site et évaluation	Campagne géologique	Abandonnement de puits	TOTAL
New York	-7 373	58 776	1 046	52 753	105 203
Virginie	0	0	0	0	0
TOTAL	-7 373	58 776	1 046	52 753	105 203

7.3 Réserve de fonds provenant de financements par actions accréditives

Au 30 septembre 2011, la réserve accréditive de Gastem était de 3 095 985 \$.

RÉSERVES DE FONDS			
	CEE	CEE (Qc)	Total
Réserve au 31 Mars 2007	753 164 \$	609 152 \$	1 362 316 \$
Dépenses d'exploration engagées au 30 septembre 2007 s	753 164 \$	609 152 \$	1 362 316 \$
Réserve au 30 septembre 2007	0 \$	0 \$	0 \$
Fonds obtenus en novembre et en décembre 2007	0 \$	1 204 400 \$	1 204 400 \$
Dépenses d'exploration engagées au 31 janvier 2008	0 \$	1 204 400 \$	1 204 400 \$
Réserve au 31 décembre 2008	0 \$	0 \$	0 \$
Fonds obtenus en décembre 2009	0 \$	6 343 005 \$	6 643 005 \$
Réserve au 31 décembre 2009	0 \$	6 343 005 \$	6 343 005 \$
Dépenses d'exploration au 31 mars 2010	0 \$	179 468 \$	6 163 537 \$
Fonds obtenus en mars 2010	0 \$	5 750 000 \$	11 913 537 \$
Dépenses d'exploration engagées du 31 mars au 31	0 \$	6 281 884 \$	5 631 653 \$

décembre 2010			
Dépenses d'exploration engagées du 31 décembre 2010 au 30 septembre 2011	0 \$	2 535 668 \$	3 095 985 \$
Réserve au 30 septembre 2011			3 095 985 \$

Il importe de souligner que la réserve doit être dépensée en frais d'exploration admissibles avant le 31 décembre 2011.

8. ENGAGEMENT FINANCIER ET LITIGES

Les engagements financiers de la Société se rapportent exclusivement aux frais d'exploration et aux frais d'exploitation courants. La Société n'a pas de dette impayée (possible, indiquée ou alléguée) et est en mesure de faire face à toutes ses obligations dans le cours normal de ses activités.

La Société n'a pas d'autres engagements ni obligations, mis à part les engagements qui découlent des campagnes d'exploration en cours qu'elle pourrait décider de poursuivre ou non selon ses ressources financières, les nouvelles campagnes d'exploration et les occasions d'exploration ou de mise en valeur qui pourraient se présenter. À l'exception possible d'une question légale associée au bruit impliquant Lone Pine Ressources Inc. (et Gastem à titre de co-défenderesse) pour un montant non important, il n'existe pas de question légale connue pouvant donner lieu à des litiges, et la Société, ses dirigeants ou les membres de son conseil d'administration n'ont reçu directement ou indirectement aucune information pouvant être interprétée comme indiquant des questions légales pouvant donner lieu à des litiges.

9. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les bureaux de la Société sont situés au 1155, rue University, bureau 1215, à Montréal, et la Société paie sa quote-part du loyer, des communications, des taxes, des assurances de bureau, des télécommunications et des charges diverses avec des tiers à 3915671 Canada Inc. Cette dernière a pour seul actionnaire l'administrateur de Gastem, Raymond Savoie. 3915671 Canada Inc. ne reçoit aucune rémunération en contrepartie de ces services, pas plus qu'elle ne tire de bénéfice ou d'avantage de ces activités. Cette société a été créée uniquement dans le but de faciliter l'administration des locaux et d'en réduire les frais. Le loyer et les frais de bureau sont partagés avec deux autres sociétés.

10. ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation des états financiers consolidés intermédiaires résumés conformément aux IFRS exige que la direction ait recours à son jugement, fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur l'application des méthodes comptables ainsi que sur la valeur comptable des actifs, des passifs, des produits et des charges. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

Les estimations et les hypothèses sous-jacentes sont passées en revue régulièrement. Toute révision des estimations comptables est constatée dans la période au cours de laquelle les estimations sont révisées ainsi que dans les périodes futures touchées par ces révisions.

Des informations sur les hypothèses et les incertitudes relatives aux estimations qui présentent un risque important d'entraîner un ajustement significatif au cours de la prochaine année fiscale sont les suivantes :

- Recouvrabilité des propriétés d'explorations gazières et des actifs de prospection et d'évaluation;
- Évaluation des crédits d'impôt remboursables relatifs à des ressources;
- Évaluation de la juste valeur des paiements fondés sur des actions et des bons de souscription;
- Recouvrabilité des actifs d'impôt différés;

- Évaluation de la juste valeur du passif lié aux actions accréditives.

11. TRANSITION AUX IFRS

La société a adopté les IFRS pour ses états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités du premier trimestre de 2011. Ces états financiers, y compris les chiffres comparatifs de 2010, sont établis selon les IFRS et l'IAS 34, "Information financière intermédiaire".

Au cours du premier trimestre de 2011, la direction a fait ses choix définitifs de méthodes comptables IFRS. Ces méthodes comptables sont conformes à celles présentées dans le rapport annuel 2010 et ont été approuvées par le comité d'audit de la Société. De plus, la Société a terminé au premier trimestre l'établissement de son bilan d'ouverture non audité ainsi que des états financiers non audités pour chacun des trimestres de 2010 selon ces méthodes comptables.

La Société a également terminé d'apporter les modifications nécessaires à son contrôle interne à l'égard de l'information financière et à ses contrôles et procédures de communication de l'information selon les IFRS, ce qui comprenait le rehaussement des contrôles existants ainsi que la conception et la mise en œuvre de nouveaux contrôles, au besoin. Aucune modification importante n'a été apportée au contrôle interne à l'égard de l'information financière ni aux contrôles et procédures de communication de l'information par suite de l'adoption et de la mise en œuvre des IFRS.

Les réconciliations préparées conformément à l'IFRS 1, Première application des Normes internationales d'information financière, sont présentés à la note 12 afférente aux états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités.

Normes comptables futures

Les normes suivantes ont été publiées mais n'ont pas encore été appliquées par la Société :

(i) IFRS 9 - Instruments financiers

S'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, l'adoption anticipée étant autorisée.

La nouvelle norme rédigée dans le cadre du projet de remplacement de l'IAS 39, Instruments financiers : comptabilisation et évaluation, conserve mais simplifie le modèle d'évaluation mixte et établit deux grandes catégories pour l'évaluation des actifs financiers. Plus précisément, cette norme :

- traite du classement et de l'évaluation des actifs financiers;
- établit deux grandes catégories d'actifs financiers : évalués au coût amorti et évalués à la juste valeur;
- prescrit un classement qui est fonction du modèle économique de l'entité et des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de l'actif financier;
- élimine les catégories existantes d'actifs financiers : détenus jusqu'à leur échéance, disponibles à la vente, et prêts et créances.

Certains changements ont également été apportés en ce qui a trait à la possibilité de désigner un passif financier comme étant à la juste valeur et à la méthode de comptabilisation de certains dérivés sur instruments de capitaux propres non cotés.

L'impact de l'adoption de cette nouvelle norme n'a pas encore été déterminé.

(ii) IFRS 10 - États financiers consolidés

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 10, *États financiers consolidés*, qui s'applique aux exercices devant être ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013 et dont l'adoption anticipée est permise. Si une entité

applique cette norme de façon anticipée, elle doit aussi appliquer simultanément l'IFRS 11, l'IFRS 12, l'IAS 27 (2011) et l'IAS 28 (2011).

Les dispositions de l'IFRS 10 remplacent celles de l'IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, et de la SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*. Seules les exigences comptables actuelles de l'IAS 27 (2008) s'appliquant aux états financiers individuels sont reprises dans l'IAS 27 (2011), *États financiers individuels*.

L'IFRS 10 fournit un modèle unique à appliquer dans le cadre de l'analyse du contrôle de toutes les entités détenues, y compris les entités qui sont actuellement des entités ad hoc entrant dans le champ d'application de la SIC-12. En outre, les procédures de consolidation sont reprises de l'IAS 27 (2008) de façon quasi intégrale.

La société envisage d'adopter l'IFRS 10 dans ses états financiers des exercices devant être ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La société ne s'attend pas à ce que l'IFRS 10 ait une incidence significative sur ses états financiers.

(iii) IFRS 11 - Accords conjoints

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 11, *Accords conjoints*, qui s'applique aux exercices devant être ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013 et dont l'adoption anticipée est permise. Si une entité applique cette norme de façon anticipée, elle doit aussi appliquer simultanément l'IFRS 10, l'IFRS 12, l'IAS 27 (2011) et l'IAS 28 (2011).

Les dispositions de l'IFRS 11 remplacent celles de l'IAS 31, *Participation dans des coentreprises*.

En vertu de l'IFRS 11, les partenariats sont classés soit comme des activités conjointes, soit comme des coentreprises. Essentiellement, l'IFRS 11 exclut des anciennes entités contrôlées conjointement, les accords qui sont structurés de façon distincte, mais dont la séparation est insuffisante et dont les parties à ces accords ont des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs. Ces accords sont ainsi comptabilisés comme étant des activités conjointes de façon conforme à la comptabilisation des activités contrôlées conjointement / des actifs contrôlés conjointement en vertu de l'IAS 31. En outre, en vertu de l'IFRS 11, les coentreprises sont privées de la liberté de choisir entre la méthode de la mise en équivalence ou la méthode de la consolidation proportionnelle : elles doivent toutes dorénavant appliquer la méthode de la mise en équivalence.

La Société envisage d'adopter l'IFRS 11 dans ses états financiers des exercices devant être ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. L'ampleur de l'incidence de l'adoption de l'IFRS 11 n'a pas encore été déterminée.

(iv) IFRS 12- Informations à fournir sur les participations dans les autres entités

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 12, *Informations à fournir sur les participations dans les autres entités*, qui s'applique aux exercices devant être ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013 et dont l'adoption anticipée est permise. Si une entité applique cette norme de façon anticipée, elle n'est pas tenue d'appliquer simultanément l'IFRS 10, l'IFRS 11, l'IAS 27 (2011) et l'IAS 28 (2011).

L'IFRS 12 présente les obligations d'information des entités qui ont des participations dans des filiales, dans des partenariats (c.-à-d. dans des activités conjointes ou des coentreprises), dans des entreprises associées et/ou dans des entités structurées non consolidées.

La société envisage d'adopter l'IFRS 12 dans ses états financiers des exercices devant être ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La société ne s'attend pas à ce que les modifications aient une incidence

significative sur ses états financiers, compte tenu de la nature des participations qu'elle détient dans d'autres entités.

(v) IFRS 13 - Évaluation de la juste valeur

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*, qui s'applique de façon prospective aux exercices devant être ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. Il n'est pas nécessaire que les obligations d'information de l'IFRS 13 soient appliquées aux informations comparatives fournies pour les périodes antérieures à l'application initiale.

L'IFRS 13 fournit une source unique de directives sur l'évaluation à la juste valeur en remplaçant les directives sur l'évaluation à la juste valeur de diverses IFRS individuelles. Elle définit la juste valeur comme étant le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction ordonnée entre des intervenants du marché à la date d'évaluation, c'est-à-dire un prix de sortie. La norme établit également un cadre d'évaluation de la juste valeur et expose les obligations d'information en la matière qui permettront aux utilisateurs des états financiers d'évaluer les méthodes et les données d'entrée utilisées pour effectuer les évaluations de la juste valeur et, dans le cas des évaluations récurrentes de la juste valeur déterminées à l'aide de données d'entrée non observables importantes (niveau 3), l'effet de ces évaluations sur le résultat net ou sur les autres éléments du résultat global.

L'IFRS 13 explique « comment » évaluer la juste valeur lorsque d'autres IFRS l'exigent ou le permettent. L'IFRS 13 ne met pas en place de nouvelles exigences d'évaluation d'actifs ou de passifs à la juste valeur, ni n'élimine les exceptions d'ordre pratique d'évaluation à la juste valeur qui sont actuellement en vigueur aux termes de certaines normes.

La société envisage d'adopter l'IFRS 13 de façon prospective dans ses états financiers des exercices devant être ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La société ne s'attend pas à ce que l'IFRS 13 ait une incidence significative sur ses états financiers.

(vi) Amendement de IAS 28 - Participation dans des entreprises associées et dans des coentreprises

En mai 2011, l'IASB a publié un amendement de l'IAS 28, *Participation dans des entreprises associées et coentreprises*, qui s'appliquent aux exercices devant être ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013 et dont l'adoption anticipée est permise. Si une entité applique cette norme de façon anticipée, elle doit aussi appliquer simultanément l'IFRS 10, l'IFRS 11, l'IFRS 12 et l'IAS 27 (2011).

L'IAS 28 (2011) reprend les exigences de l'IAS 28 (2008), mais avec plusieurs modifications limitées.

La société envisage d'adopter les modifications dans ses états financiers des exercices devant être ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. L'ampleur de l'incidence de l'adoption des modifications n'a pas encore été déterminée.

12. RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Les réserves, les ressources d'hydrocarbures et les produits de la Société sont discutés à la rubrique 3 du présent rapport, où l'on indique que la société ne possède aucune réserve de pétrole ou de gaz. Des données détaillées ont été publiées dans le rapport annuel de 2010 de la Société, établi conformément au *Règlement 51-101* et déposé le 29 avril 2011 dans la notice annuelle.

13. ATTESTATIONS DES DÉCLARATIONS INTERMÉDIAIRES

Pour la période comptable terminée le 30 septembre 2011, le chef de la direction et le chef des opérations financières, en collaboration avec le comité de vérification de la Société, ont examiné les états financiers intermédiaires et le rapport de gestion intermédiaire (collectivement, les « déclarations intermédiaires ») de la Société.

Le chef de la direction et le chef des opérations financières de la Société déclarent que, d'après l'information dont ils disposaient et après avoir fait preuve d'une diligence raisonnable, les déclarations intermédiaires ne contiennent pas de fausse déclaration à propos d'un fait important et n'omettent pas de déclarer un fait important devant être déclaré ou étant nécessaire pour qu'une déclaration ne puisse être considérée comme trompeuse à la lumière des circonstances dans lesquelles elle a été faite pour la période visée par les déclarations intermédiaires et qu'elles présentent fidèlement, à tous les égards importants, la situation financière, les résultats des opérations et les flux de trésorerie de l'émetteur pour les périodes visées par ces documents intermédiaires.

Le chef de la direction et le chef des opérations financières ont la responsabilité de s'assurer et de confirmer que des processus sont en place pour leur fournir des renseignements suffisants à l'appui des déclarations ci-dessus.

14. ÉMISSION D' ACTIONS, DE BONS DE SOUSCRIPTIONS ET D' OPTIONS

Au 30 septembre 2011, la Société avait émis 89 787 007 actions et, après dilution totale, 101 144 734 actions étaient en circulation.

14.1 Total des actions émises

Actions émises	Commentaires
89 787 007	Au 30 juin 2011
0	Actions émises au troisième trimestre de 2011
89 787 007	Au 30 septembre 2011

14.2 Bons de souscription non exercés au 30 septembre 2011

Bons de souscription	Prix d'exercice	Date d'expiration
8 510 000	0,45 \$	2012-08-17
8 510 000	Total	

14.3 Options non exercées au 30 septembre 2011

Options	Prix d'exercice	Date d'expiration
275 000	0,26 \$	2011-12-19
355 000	0,35 \$	2011-12-22
335 000	0,65 \$	2012-08-31
711 355	0,60 \$	2012-12-14
25 000	0,62 \$	2013-01-28
25 000	2,18 \$	2013-07-28
25 000	0,58 \$	2014-01-28
25 000	0,37 \$	2014-07-28
85 000	0,37 \$	2014-07-31
526 372	0,58 \$	2014-10-29
50 000	0,53 \$	2015-02-06
250 000	0,20 \$	2016-01-27
60 000	0,21 \$	2016-02-04
50 000	0,12 \$	2016-07-27
50 000	0,28 \$	2020-08-31
2 847 727	Total	

15. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le rapport de gestion contient des énoncés prospectifs qui comportent des incertitudes et des risques connus et inconnus substantiels qui pourraient amener des événements ou des résultats à diverger considérablement de ceux qui sont évoqués dans le rapport de gestion. Les énoncés prospectifs sont fondés sur des estimations et des opinions de la direction au moment où les énoncés ont été faits.

16. RISQUES ASSOCIÉS AU FINANCEMENT ET AUX ACTIVITÉS D'EXPLORATION

Jusqu'ici, la Société a subi des pertes imputables à ses frais d'exploration. L'exploration et la mise en valeur des propriétés de la Société dépendent donc de sa capacité de mobiliser les fonds dont elle a besoin. Rien ne garantit que la Société puisse obtenir ce financement. Si elle n'y parvenait pas, elle pourrait subir une dilution importante ou une perte de ses participations (actuelles ou envisagées) dans ses propriétés.

Au moment où le présent rapport est rédigé, Gastem a, sous réserve d'un financement continu, des fonds suffisants pour entreprendre les campagnes d'exploration et de mise en valeur d'importance pour la Société, renouveler la totalité des propriétés existantes et entreprendre les campagnes d'exploration qu'elle s'est engagée à mener à bien.

Au Québec, les travaux sur les propriétés de Shale d'Utica de la Société dépendent de l'autorisation par le Comité d'évaluation environnementale stratégique, créé par le gouvernement et, en particulier, par le MDDEP et le Bureau des audiences publiques sur l'environnement (BAPE). Le travail peut ou non se poursuivre sur ces propriétés de shales dépendamment de leurs décisions et priorités au cours de la période de l'étude qui, en juin 2011, devait prendre 18 à 30 mois. À une exception près, les membres du comité ne viennent pas de l'industrie et ont peu ou pas d'expérience en ce qui concerne les procédures et les pratiques de l'industrie. Le rapport du comité pourrait proposer ou proposera, entre autres, de nouveaux règlements concernant la production et l'exploration du gaz de shale.

Dans l'État de New York, le rapport préliminaire 'Supplemental Generic Environmental Impact Statement Study' (SGEISS) a été présenté le 8 juillet 2011. Ce rapport, qui fait un compte-rendu sur la fracturation hydraulique et apporte des suggestions concernant cette procédure, est maintenant en cours de révision.

Le lecteur peut passer en revue les notes concernant le projet de loi 18 au paragraphe 3.2.

17. PERSPECTIVES

Actuellement, la Société fait une demande pour deux permis de forage de puits conventionnels au Québec, un premier pour Ristigouche Sud-est et un second pour St-Léon-le-Grand. Les objectifs de ces deux puits sont d'obtenir de bonnes données scientifiques et de confirmer le potentiel en hydrocarbures de leurs zones respectives. À l'heure actuelle, la demande de permis pour le puits Ristigouche Sud-est a été déposée au ministère et celle du puits St-Léon-Le-Grand sera déposée durant les premiers jours de décembre. La préparation du site pour le puits Ristigouche Sud-est est presque terminée et nous espérons commencer le forage à la mi- ou la fin décembre. La Société est, également, dans le processus de demande d'un troisième permis de forage de puits conventionnel, à Saint-Anicet, sur le bloc de Dundee. De l'information générale ainsi que les résultats attendus pour ce puits seront rendus public prochainement.

Dans l'État de New York, nous espérons obtenir le permis de forage, pour notre puits du comté de Chenango cette semaine ou au cours des semaines suivantes. Le puits proposé est le début d'un projet important, tant pour Gastem que pour la région de Sidney où, avec la collaboration de personnes et d'entreprises de la région, nous prévoyons desservir la région de Sidney avec du gaz local provenant de puits conventionnels. Nous espérons que le projet contribuera à favoriser l'énergie locale pour le développement local et aidera la communauté à progresser socialement et économiquement.

Dans l'ensemble, Gastem devrait bien se porter dans les prochains mois. Le gaz va bien en dépit de certaines difficultés dans les marchés. Le prix du gaz devrait rester stable au Québec et dans l'État de New York, l'approche commerciale "gaz local pour une utilisation locale" est très bien perçue et, dans l'ensemble, le gaz continue de se révéler comme une alternative respectueuse de l'environnement pour nos besoins en énergie.

25 novembre 2011

(s) Raymond Savoie

Raymond Savoie

Président et Chef de la direction