



le 28 mai 2013

6210-10-001

Madame Rita LeBlanc
Coordonnatrice du secrétariat de la commission
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
Édifrice Lomer-Gouin
575, rue Sain-Amable, Bureau 2.10,
Québec, (Québec) G1R 6A6

Objet : Réponses aux questions en liaison avec 'Les effets liés à l'exploration et l'exploitation des ressources naturelles sur les nappes phréatiques aux Îles-de-la-Madeleine, notamment ceux liés à l'exploration et l'exploitation gazière'

Madame,

Veillez trouver ci-jointe les réponses de RNCan en texte bleu aux questions que la commission BAPE nous a fait parvenir le 24 mai dernier.

N'hésitez pas à communiquer avec moi au (613) 995-4434 ou par courriel à angelique.magee@rncan-nrcan.gc.ca.

Veillez agréer, Madame, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Originale signé par

Angélique Magee
Agente principale d'évaluation environnementale
Division de l'Évaluation Environnementale
Ressources naturelles Canada
pièce 11-B7-2, 580 rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4

c.c. : N. Pinet, RNCan
Y. Michaud, RNCan
J.S. Roy, RNCan



Réponses aux questions en liaison avec ‘Les effets liés à l’exploration et l’exploitation des ressources naturelles sur les nappes phréatiques aux Îles-de-la-Madeleine, notamment ceux liés à l’exploration et l’exploitation gazière’

- Pour son forage aux Îles-de-la-Madeleine, Gastem cible le sommet de la formation Cable Head, entre les formations Green Cable et Naufrage (DB7, p.19). Où doit-on situer ces formations géologiques par rapport à la coupe stratigraphie présentée le 15 mai 2013 en audience publique (DB10, p.6) ?

La Formation de Cable Head est située au sein du Groupe de Pictou. Dans le schéma stratigraphique utilisé par Lavoie et al. (2009), le groupe de Pictou comprend de la base au sommet, les formations de Bradelle, Green Gables, Cable Head, de Naufrage et une unité essentiellement gréseuse non définie de manière formelle.

- Est-ce que la roche-mère de la cible de Gastem provient des lits de charbon ?

Dans le cadre des gisements ‘conventionnels’, une roche mère n’est pas une cible. Les forages ont pour but de tester un piège, c’est-à-dire un ensemble roche réservoir-roche couverture d’un volume donné.

Comme mentionné dans la présentation, il existe plusieurs roches mères potentielles au sein du bassin qui ont pu générer des hydrocarbures à des périodes différentes. Dans la partie centrale du bassin, les roches mères stratigraphiquement connues et sous-jacentes à la Formation de Cable Head (Groupe de Cumberland, formations de Bradelle et Green Gables) sont effectivement des lits de charbon. Ces lits de charbon sont considérés comme les meilleures roches-mères à hydrocarbures des successions du Carbonifère Supérieur (e.g. Groupe de Pictou). La cible de Gastem correspond à un réservoir gréseux situé au dessus de la majorité des lits de charbons.

- Si la cible de forage correspond à ses lits de charbon, pourrait-il s’agir d’un gisement de type « coal-bed methane » ou « tight gas » ?

Comme précisé précédemment les lits de charbon ne correspondent pas aux cibles d’exploration actuelles. Ils n’étaient pas non plus la cible des forages antérieurs sur les Îles-de-la-Madeleine et dans le golfe du Saint-Laurent.

Toutefois, on ne peut exclure totalement la possibilité de gaz non-conventionnels, tel le gaz de houille (‘Coalbed methane’). Le gaz de houille est le gaz naturel absorbé naturellement dans les charbons (le fameux ‘grisou’ tant redouté des mineurs). Dans le cas des tight gas (en fait « tight sandstone » ou grès peu perméable), ces grès sont connus comme réservoirs dans la portion du Carbonifère inférieur (Groupe de Horton, champ de gaz de McCully au Nouveau Brunswick. Dans le cas des Îles-de-la-Madeleine, le Groupe de Horton est possiblement présent à grande profondeur, hors d’atteinte avec les capacités actuelles de forage pétrolier.

La Commission géologique du Canada estime à 39 Tcf le potentiel gazier du bassin Madeleine. Il s’agit d’une estimation de la ressource en place et non d’une estimation



des réserves pouvant être extraites (DB10). Vous avez, lors de la présentation du 15 mai 2013 en après-midi, a qualifié ce potentiel d'énorme.

- Est-ce qu'un seul forage serait suffisant pour confirmer le potentiel gazier à l'échelle locale (les îles), à l'échelle régionale (le bassin) ?

À l'échelle du bassin, le potentiel gazier est déjà en partie confirmé par les découvertes antérieures. Toutefois, un nouveau forage présentant des résultats favorables en termes de production initiale et stabilisée entraînerait un renouveau de l'exploration. Ce regain d'intérêt aiderait à préciser la quantité et gaz et d'hydrocarbures liquides en place.

- Combien de puits seraient requis pour passer d'une estimation de la ressource en place à une estimation des réserves (échelle locale, échelle régionale) ?

À l'échelle régionale, l'estimation des ressources en place effectuée par la Commission Géologique du Canada (Lavoie et al., 2009) indique que près de la moitié des ressources au sein des roches clastiques du Carbonifère supérieur (la cible privilégiée au niveau des Îles-de-la-Madeleine) est contenu dans les 10 gisements potentiels les plus gros. En d'autres mots, un test positif de plusieurs de ces gisements les plus gros permettrait de valider (ou non) une partie significative des ressources en place.

À l'échelle locale, le nombre de forages nécessaires pour aboutir à une estimation des réserves dépend de plusieurs paramètres, le plus important étant probablement la complexité géométrique du piège : plus le piège est simple et bien connu (par sismique), plus le nombre de forage nécessaire sera réduit. Il faut toutefois garder à l'esprit que même dans des régions géologiquement bien connues, comme le golfe du Mexique par exemple, le taux de succès des forages est de l'ordre de 50%.

- Quelles sont les caractéristiques d'un gisement « de classe mondiale » (versus un gisement qui ne serait pas de classe mondiale) ?

À ma connaissance, il n'existe pas de définition précise de 'gisement de classe mondiale' et ce terme demeure assez subjectif. Implicitement, ce terme fait référence à un gisement présentant des ressources importantes dont le volume est nettement supérieur à la moyenne des gisements actuellement en production. Ce terme reflète aussi indirectement la distribution très asymétrique de la taille des gisements : un pourcentage relativement restreint de champs pétroliers produisant la majeure partie du gaz et du pétrole à l'échelle mondiale.

À titre indicatif, un document de synthèse de l'IFP-Énergie nouvelles fait le bilan des plus grosses découvertes de l'année 2011. Ce document intitulé 'Le renouvellement des réserves de pétrole et gaz' est accessible gratuitement à l'adresse suivante :

<http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/publications/notes-de-synthese-panorama/panorama-2013>

Des forages pour le gaz et le pétrole ont déjà été réalisés dans le bassin Madeleine, notamment le East-Point E-49, en 1974, au-dessus d'un dôme de sel. Une production en gaz naturel de 5,5 MMcf/jour a été rapportée pour ce puits.



- Est-ce que la production de 5,5 MMcf/jour était la production initiale du puits ? Existe-t-il une courbe de déclin de production pour ce puits ?

Certains détails sur les tests de production sont disponibles à l'adresse suivante (base de données BASIN) :

http://basin.gdr.nrcan.gc.ca/wells/single_testing_e.php?well=D014

Le tableau synthétisant les tests (3) sur le forage East Point E-49 a été placé à la fin du présent document.

La base de données BASIN mentionne un débit de 5,5 MMcf/jour. Un taux d'écoulement absolu ('absolute open flow rate') de 8,0 MMcf/jour pour la zone testée a été estimé par la compagnie en charge du forage (Hudson Bay Oil & Gas Limited, 1974).

À ma connaissance, il n'y a pas d'information disponible permettant de caractériser une courbe de déclin de production.

- Quel était l'évaluation du potentiel total (ressource techniquement récupérable, TRR) du forage East-Point E-49 en 1974 ? Est-ce que cette valeur de TRR serait supérieure aujourd'hui compte tenu de l'évolution des techniques d'extraction ? Le cas échéant, quelles seraient les techniques d'extraction les plus susceptibles d'être utilisées dans le contexte du bassin Madeleine ?

Le site du forage East Point E-49 a été inclus dans le permis de découverte significative No 82 émis par le gouvernement du Canada en 1987. Le développement du champ d'East Point fut jugé non-économique après l'échec d'un forage complémentaire (East Point E-47).

Les études publiées sur les ressources en gaz du gisement de East Point comprennent celles de Rehill, 1996 (77 Bcf de gaz en place, 61,8 Bcf de gaz récupérable), de Morin, 2002 (62 Bcf, mais sans mention du fait qu'il s'agit de gaz en place ou récupérable) et Lavoie et al., 2009 (75-100 Bcf de gaz en place).

Toutes ces estimations prennent en compte les ressources au sein d'un seul niveau gréseux. Les ressources d'autres zones possiblement riches en gaz n'ont pas été quantifiées.

Les roches réservoirs au sein du bassin Madeleine, en particulier les grès du Carbonifère supérieur, possèdent une porosité et une perméabilité suffisantes pour une extraction conventionnelle. La remontée des hydrocarbures vers la surface est dans ce cas essentiellement contrôlée par la différence de pression entre la pression de l'air situé dans le puits et la pression des fluides dans le réservoir.

- En cas de découverte aux Îles-de-la-Madeleine, doit-on s'attendre à une production comparable à celle du East-Point E-49 ? Précisez.

Il est impossible actuellement de savoir et donc de prédire les caractères d'un éventuel réservoir dans les grès du Carbonifère supérieur aux Îles-de-la-Madeleine. Divers paramètres influencent la productivité éventuelle, incluant mais non restreint à l'épaisseur de la zone productive ('pay zone'), la porosité/perméabilité, la pression du réservoir, présence et le pourcentage d'eau dans la porosité.



- Avez-vous des données de production par puits, si possible, sur d'autres gisements de gaz naturel associés à des diapirs de sel, ailleurs dans le monde, qui pourraient servir de comparatif pour le bassin Madeleine ? Le cas échéant, fournir toute l'information pertinente à la Commission.

La présence de diapir de sel n'influence que certains éléments essentiels à un système à hydrocarbures (géométrie du piège, régime thermique, rôle de roche couverture...). Une comparaison avec un autre bassin sédimentaire serait donc très imparfaite et négligerait de nombreux autres facteurs. Ainsi, une comparaison de la taille des gisements serait très approximative car celle-ci dépend, entre autre, des caractéristiques de la roche réservoir (épaisseur, porosité...) qui n'ont pas de relation directe avec la présence ou non de sel. De plus, il faut noter que les progrès récents en sismique réflexion ont permis de montrer que la géométrie des corps salins (et des pièges associés) est extrêmement variée.

Au cours de la séance du 15 mai 2013, en après-midi, vous avez confirmé qu'il pouvait y avoir un risque de connectivité entre les réservoirs potentiels de gaz ou de pétrole et les nappes souterraines via le réseau de fractures naturelles de la roche.

- Avez-vous de la documentation concernant de tels évènements qui se seraient produits ailleurs dans le monde ? Dans l'affirmative, les fournir à la Commission.

La présence de suintements d'hydrocarbures liquides et d'émanation de gaz à la surface terrestre ou sur le plancher marin est documentée dans la majorité des bassins sédimentaires ayant un potentiel pétrolier et fait l'objet de centaines d'études scientifiques. À terre, les suintements de pétrole ont souvent servi de guide, dans le passé, pour l'implantation des premiers forages. Ce fut le cas au Québec (région de Gaspé), au Nouveau Brunswick et à Terre Neuve.

En mer, la reconnaissance de suintements et/ou d'émanation de gaz est plus récente et a bénéficié de l'usage de plus en plus fréquent de techniques d'imagerie : celle du fond marin grâce à la bathymétrie multifaisceaux et celle de la surface marine grâce à des techniques de télédétection.

La bathymétrie multifaisceaux a permis de cartographier dans de très nombreux bassins sédimentaires des 'pockmarks' qui sont des éléments morphologiques en forme de cratère, d'une dizaine à plusieurs centaines de mètres de diamètre. Ces 'pockmarks' sont associés à l'expulsion de fluide: eaux (saline ou non), pétrole ou gaz. La démonstration d'un lien entre ces 'pockmarks' et un système pétrolier sous-jacent nécessite, en général, l'étude de données complémentaires et, en particulier, de sismique réflexion.

Les données de télédétection permettent de cartographier des nappes d'hydrocarbures pouvant, dans certains cas, être associées à des écoulements naturels. Un exemple bien documenté a été décrit au large du Labrador.

- Êtes-vous en mesure de fournir une appréciation du niveau de risque que cela puisse se produire ?

La couverture de bathymétrie haute-résolution dans le golfe du Saint-Laurent est très fragmentaire et ne permet pas une réelle appréciation de la présence ou non de 'pockmarks'. Entre Terre Neuve et l'île du Cap-Breton, des 'pockmarks' ont été cartographiés, mais ils sont de petite taille et semblent restreints au chenal Laurentien ce qui pourrait suggérer une association possible avec la dégradation de matière organique quaternaire.



Dans un document promotionnel accessible sur son site web, la compagnie Corridor Ressources indique avoir cartographié des nappes d'hydrocarbures par satellite ('satellite seepage slicks'). Toutefois, cette affirmation n'a pas fait l'objet d'une étude indépendante.

Références :

Lavoie, D., Pinet, N., Dietrich, J., Hannigan, P., Castonguay, S., Hamblin, T., Giles, P.S., 2009. Hydrocarbon resource assessment, Paleozoic basins of eastern Canada, Open File 6174, 275 p.

Morin, C., 2002. The Gulf of St. Lawrence, a large basin virtually unexplored for oil and gas in Québec. Canadian Society of Petroleum Geologists, Annual conference (abstract).

Rehill, T.A., 1996. Late Carboniferous non-marine sequence stratigraphy and petroleum geology of the central Maritimes Basin, eastern Canada. Ph. D. Thesis, Dalhousie University, Halifax, Nova Scotia.



Données sur les tests au niveau du forage East-Point 49 (base de données BASIN).

Testing Data

Click on a **Test Type** to view its results

Export to [Excel](#) | [ASCII text](#) | [Print Version \(Wide Table Format\)](#)

<u>Test Type</u>	<u>Top</u>	<u>Bottom</u>	<u>Units</u>	<u>Notes</u>	<u>Formation Tested</u>
PT#01	7861	7891		NO FLOW TO SURFACE	CANSO GP
PT#02	5256	5296	FT	FLOWED GAS	
PT#03	5599	5678		NO FLOW TO SURFACE	RIVERSDALE GP

Well Test: PT#02

Flow Data:

Export to [Excel](#) | [ASCII text](#) | [Print Version \(Wide Table Format\)](#)

<u>Test Type</u>	<u>Surface Stage</u>	<u>Choke (mm)</u>	<u>Fraction</u>	<u>Flow Rate</u>	<u>Flow Rate Units</u>	<u>Gas/Oil Ratio</u>	<u>GOR Units</u>	<u>Density</u>	<u>Density Units</u>	<u>Temp (degrees C)</u>	<u>Salinity</u>
PT#02	N/A		GAS	150000	m3/day		m3/m3				

Recovery/Comments Data:

Export to [Excel](#) | [ASCII text](#) | [Print Version \(Wide Table Format\)](#)

<u>Test Type</u>	<u>Surface Stage</u>	<u>Choke (mm)</u>	<u>Recovery</u>	<u>Comments</u>
PT#02	N/A			THIS ZONE FLOWED DRY GAS (5.4 MMCF/D) AT 525 PSI BEFORE HYDRATING OFF TO THAW THE TUBING IT WAS NECESSARY TO PUMP HOT WATER DOWN THE ANNULUS WHICH RESULTED IN 740 BBLs OF MUD & WATER BEING FORCED INTO THE FORMATION. WHEN PUT BACK ON TEST THE WELL FLOWED AT AN APPROXIMATE RATE OF 5.5 MMCF/D AT 232 PSI WITH AN ESTIMATED WATER PRODUCTION OF 20 BBLs/HOUR.

Pressure Data:

No data for this test.