



le 25 juin 2013

6210-10-001

Madame Rita LeBlanc
Coordonnatrice du secrétariat de la commission
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
Édifice 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 juin, 2013.

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

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

Originale signée 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



En référence à la correspondance du 13 juin 2013 : Vous faites mention de taux de récupération supérieur à 80% dans certains gisements conventionnels de gaz sans qu'il soit nécessaire de faire appel à des techniques de stimulation.

1. Quel serait le taux moyen de récupération des gisements conventionnels de gaz exploités sans technique de stimulation ?
2. Existe-t-il des gisements conventionnels de gaz pour lesquels des techniques de stimulation sont appliquées ? Auquel cas, quel est le taux moyen de récupération de ces gisements ? Quelles techniques sont généralement employées ?
3. Arrive-t-il que des gisements conventionnels de gaz soient exploités sans stimulation au début et avec stimulation après un certain temps ? Le cas échéant, après combien de temps en moyenne ?

Malgré sa simplicité apparente, la notion de taux de récupération et les estimations publiées doivent être considérés avec prudence.

Tout d'abord, le calcul d'un taux de récupération nécessite de connaître les réserves. Or il s'agit souvent de données confidentielles et le type de réserves considérées (réserves prouvées uniquement ?, réserves à 50% de probabilité ? ...), ainsi que leur incertitude sont rarement mentionnés. De plus, la publication d'un taux de récupération élevé peut être un acte promotionnel pour une compagnie de service et, pour cette raison, doit être envisagée de manière critique (voir à ce sujet la discussion à l'adresse suivante : <http://www.dieoff.org/page183.pdf>).

Comme mentionné dans mes réponses précédentes, le taux de récupération pour les gisements de gaz varie entre 30% et presque 100%, avec une moyenne de l'ordre de 75%. Les meilleurs taux sont fréquemment associés à des réservoirs formés dans des roches 'jeunes' ayant une courte et simple histoire d'enfouissement et de cimentation partielle de la porosité. Pour les plus forts taux de récupération, il n'est pas nécessaire d'employer des techniques de stimulation.

Toutefois, des techniques de stimulation peuvent effectivement être employées pour des gisements conventionnels afin d'accroître la production. La limite entre gaz 'conventionnel' et 'non-conventionnel' étant arbitraire (seuil de perméabilité de 0,1 mD), certaines techniques s'appliquent aux deux. La technique la plus fréquemment utilisée est celle de la fracturation hydraulique qui peut être effectuée au début de l'exploitation ou lorsque la production amorce un déclin.

La décision de faire appel à la fracturation hydraulique est une décision corporative qui dépend de plusieurs facteurs dépendant du gisement et de critères économiques.

D'après le Journal Petroleum Technology, les gisements de gaz conventionnels représentent une très faible fraction de l'ensemble des opérations de fracturation hydraulique aux États-Unis et environ 10% au Canada (<http://www.spe.org/jpt/print/archives/2010/12/10Hydraulic.pdf>).

En référence à la correspondance du 13 juin 2013 : Vous mentionnez également que lors des forages, le débit d'eau est estimé et si le volume est significatif, les eaux sont traitées ou réinjectées dans le réservoir.

1. À partir de quel volume d'eau y a-t-il traitement ou réinjection dans le puits ?
2. Qu'advient-il de l'eau si le volume est inférieur à cette limite ?



3. La réinjection se fait-elle dans le même réservoir que l'exploitation ? Le cas échéant, dans le même puits ?

Les lois et règlements liés aux opérations de forage sont de compétence provinciale et je suggérerai à la commission d'adresser les questions traitant de ce thème aux ministères provinciaux concernés.

De manière générale, les eaux produites lors des opérations de forage sont caractérisées par des quantités importantes de sel dissous, hydrocarbures et de métaux qui rendent leur traitement ou leur réinjection obligatoire, même en faible quantité.

La réinjection peut se faire dans le même réservoir (dans ce cas, l'eau peut permettre de maintenir une certaine pression afin de favoriser la production / récupération des hydrocarbures) ou dans un aquifère salin (non-potable) plus superficiel (dans ce cas l'eau n'a pas de valeur ajoutée). Si le gisement est mis en production, les puits d'exploitation et de réinjection sont différents.

En référence à l'étude de Lavoie et al., 2009 : Le East-Point E-49 est une découverte de gaz naturel située dans la formation de Cable Head (Lavoie et al., p.124). Le grès de cette formation est toutefois classé parmi les « tight sand reservoirs » dans la figure 47, en page 126 de l'étude à cause de sa faible perméabilité. En page 125, les auteurs rapportent, à partir d'analyses de carottes de roche, à peu près autant de grès dans le Carbonifère supérieur présentant des caractéristiques de réservoirs « conventionnels » que de grès présentant des caractéristiques de réservoirs « non-conventionnels ». La porosité serait décroissante avec la profondeur, des porosités de moins de 10 % étant rencontrées sous des profondeurs de 1 000 à 1 500 mètres.

Sachant que la cible de forage aux îles de la Madeleine est située dans la formation Cable Head, tout comme le East-Point E-49, et à une profondeur approximative de 2 300 mètres (DB7, p.19), quelle est la probabilité que la cible de forage soit située dans un réservoir conventionnel ?

La figure sus-mentionnée (Fig. 47, p. 126) fait le bilan de la porosité et de la perméabilité d'échantillons carottés qui ne correspondent pas forcément aux réservoirs les plus prometteurs. Ainsi, les valeurs reportées pour le forage East-Point-49 sont celles d'un intervalle gréseux appartenant à la formation de Green Gables. Cette formation est située au dessous de la Formation de Cable Head qui correspond au réservoir principal, avec une perméabilité estimée de 0,3 à 2.0 md le classant dans le champ des réservoirs conventionnels (> 0,1 md).

De plus, il est important de souligner les variations probables de la perméabilité et de la porosité au sein d'une même formation en des points distants d'une centaine de kilomètres. Les valeurs estimées pour le forage d'East Point-49 ne sont donc pas nécessairement exportables à un forage éventuel sur les îles-de-la-Madeleine. D'un point de vue géologique, plusieurs paramètres peuvent expliquer de telles variations, avec notamment (et de manière non exhaustive) : 1) une variabilité des sources sédimentaires à l'origine des grès, les sables provenant du bouclier canadien étant potentiellement mieux classés et donc ayant une porosité originelle plus forte que les sables dérivés de l'érosion des Appalaches; 2) une variabilité de l'épaisseur de la couverture sédimentaire érodée, et donc de la profondeur maximale atteinte; 3) une variabilité de la fracturation et de la circulation de fluides en sous-surface affectant éventuellement la perméabilité/porosité secondaire induite, ce dernier effet étant d'ailleurs bien documenté dans l'article de Chi et al (2003) portant sur ces successions carbonifères.



<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0375674203001900>

En se basant sur l'étude de Hu et Dietrich (2010; Commission Géologique du Canada, Open File 6679), il semble probable que les meilleurs intervalles réservoirs à environ 2300 m de profondeur possèdent une perméabilité supérieure à 0,1 mD au sein des grès du Carbonifère supérieur. Dans ce cas, un tel réservoir pourrait être qualifié de 'conventionnel'. L'épaisseur de la zone à forte perméabilité (et donc le volume du réservoir et son intérêt économique) demeure toutefois hypothétique.