

Mémoire présenté à l'Évaluation Environnementale Stratégique
propre à Anticosti

Les études économiques sur l'hypothétique gisement Macasty

Marc Durand,

doct-ing en géologie appliquée et géotechnique

Janvier 2016

Résumé

L'exploitation envisagée de l'hypothétique gisement dans le shale Macasty dans l'île d'Anticosti a fait l'objet d'études économiques qui comportent toutes des faiblesses fondamentales dans les intrants géologiques retenus en amont des calculs. La dernière en date de décembre 2015 s'intitule *Avantages et désavantages concurrentiels de l'exploitation des hydrocarbures au Québec*. Elle a été rendue publique dans le rapport GECNo5 qui a pour titre "AN ASSESSMENT OF THE ECONOMIC AND COMPETITIVE ATTRIBUTES OF OIL AND NATURAL GAS DEVELOPMENT IN QUEBEC" CERI, déc. 2015.

Cette étude traite des deux gisements potentiels dans le shale : l'Utica et le Macasty. Il s'agit des deux gisements non conventionnels, deux gisements où les hydrocarbures disséminés ne pourraient être exploités autrement que par la fracturation étendue. Dans les deux cas, le rapport présente son analyse et fonde ses conclusions à partir de données qui proviennent essentiellement d'un autre contexte géologique : des données de l'Ohio. L'étude GECNo5 manque ainsi de crédibilité, car elle n'a pas cherché à utiliser plutôt des données de l'Utica du Québec, le gisement hypothétique de gaz de schiste dans les Basses-Terres du St-Laurent.

De même pour le pétrole de shale d'Anticosti, l'étude se base sur les données du rapport AECNo1&2 du Ministère des Finances qui lui aussi constitue une simulation d'exploitation à Anticosti à partir des données d'un gisement présenté comme comparable, mais situé en Ohio. Le rapport GECNo5 reprend la même erreur flagrante du rapport AECNo1&2 du Ministère des Finances qui compte en double les réserves d'Anticosti. En plus il ajoute ses propres surestimations et erreurs, ce qui mine totalement sa crédibilité.

Table des matières

I- Remarque préliminaire:

II- Le rapport GECNo5

III- Conclusion

IV- Quelques questionnements reliés aux puits fracturés après leur abandon

Les études économiques sur l'hypothétique gisement Macasty

I - Remarque préliminaire: En raison d'un cheminement un peu particulier, l'Évaluation Environnementale Stratégique a prolongé jusqu'en mi-janvier 2016 la période où elle sollicite la présentation de mémoires. J'ai déjà soumis précédemment¹ deux textes et j'en soumetts ici un troisième en janvier. Il peut paraître incongru et exceptionnel de soumettre trois mémoires pour une même commission; mon premier mémoire présente une analyse de l'hypothétique gisement dans le shale Macasty d'Anticosti. Les deux autres réagissent à la sortie de rapports de l'ÉES qui sont rendus publics tardivement, bien après la période de consultation publique. Ces rapports tardifs contiennent des analyses mal étayées et des erreurs manifestes auxquelles il importe de réagir avant la rédaction du rapport final de l'ÉES. Nous soumettons donc un nouveau complément d'analyse avec la ferme conviction qu'il apportera un point de vue essentiel dans la suite des travaux de l'Évaluation Environnementale Stratégique spécifique à Anticosti.

II - Le rapport GECNo5

Je traite ici d'un autre rapport de l'Évaluation Environnementale Stratégique Anticosti. Il porte sur les "*Avantages et désavantages concurrentiels de l'exploitation des hydrocarbures au Québec*". Au moment d'écrire ce texte, le rapport GECNo5 n'est disponible qu'en anglais sous le titre "[AN ASSESSMENT OF THE ECONOMIC AND COMPETITIVE ATTRIBUTES OF OIL AND NATURAL GAS DEVELOPMENT IN QUEBEC](#)" par le *Canadian Energy Research Institute (CERI)*, un institut de Calgary financé par Natural Resources Canada, Alberta Energy, the Canadian Association of Petroleum Producers et l'Université de Calgary.

Cette étude porte sur les deux bassins géologiques de shale au Québec: l'Utica des Basses-Terres et le shale Macasty à Anticosti; ce sont les deux hypothétiques gisements d'hydrocarbures qui ne pourraient être exploités que par les techniques non conventionnelles (fracturation). Le rapport du BAPE en décembre 2014 a pourtant réglé la question de l'Utica; il est étrange de voir cette nouvelle étude reprendre à nouveau le dossier économique de l'Utica. Les auteurs précisent que les données utilisées pour refaire cette analyse du gaz de l'Utica sont celles de la cie Talisman "*The Utica shale gas profile was provided by Talisman who are currently exploring development of shale gas in Québec*" p.71.

¹ - Mars 2015: [Les hypothétiques gisements d'hydrocarbures non conventionnels au Québec – Anticosti](#)
- Nov. 2015: [Des rapports d'études de l'ÉES-Anticosti : décevants](#)

Pour Anticosti, le rapport GECNo5 précise que leurs données sont puisées dans l'étude AECNo1&2 pour l'ÉES, celle du « *scénario optimisé* ». Comme il a été démontré que cette simulation signée Ministère des Finances du Québec **comporte une erreur de taille** qui double en fait les valeurs de pétrole qui serait produit par 4155 puits, le coût de production que le GECNo5 devrait indiquer devrait être le double: $\$95,50 \times 2 \Rightarrow \$191/\text{bbl}$. Étrangement il n'est pas fait mention non plus que la simulation du Ministère des Finances est en fait basée elle-même sur des données provenant de l'Ohio.

On a pas fini de voir l'**erreur dans la simulation AECNo1&2** reprise sans discussion dans un tas d'autres rapports. À cette erreur dans l'étude source, les auteurs du nouveau rapport en ajoutent beaucoup d'autres. Le rapport GECNo5 semble avoir été rédigé dans une grande précipitation, sans que ses auteurs n'aient pris la précaution d'en réviser le texte.

Pour arriver à leur coût de production, ils retiennent un coût de seulement \$5,78 millions/puits, plus \$60000/an en coût d'opération (GECNo5, p.31); ils ne précisent pas d'où est tiré ce coût de construction de puits si bas. C'est d'autant plus étonnant pour Anticosti que deux pages plus loin (p.33), ils indiquent un coût par puits de \$9,47 millions pour l'Utica des Basses-Terres. Un puits foré et fracturé à Anticosti coûterait donc 40% moins cher qu'un puits comparable fait dans les Basses-Terres du St-Laurent? C'est manifestement une erreur de calcul.

Autre coût: aux tableaux 3.1 et 3.2 on fixe les redevances provinciales à seulement 10% (*the current provincial royalty*). C'est pas mal moins que ce qui est proposé aux tableaux 8.1 et 8.2 de la **politique Énergétique 2016-2025** qui va jusqu'à 40%.

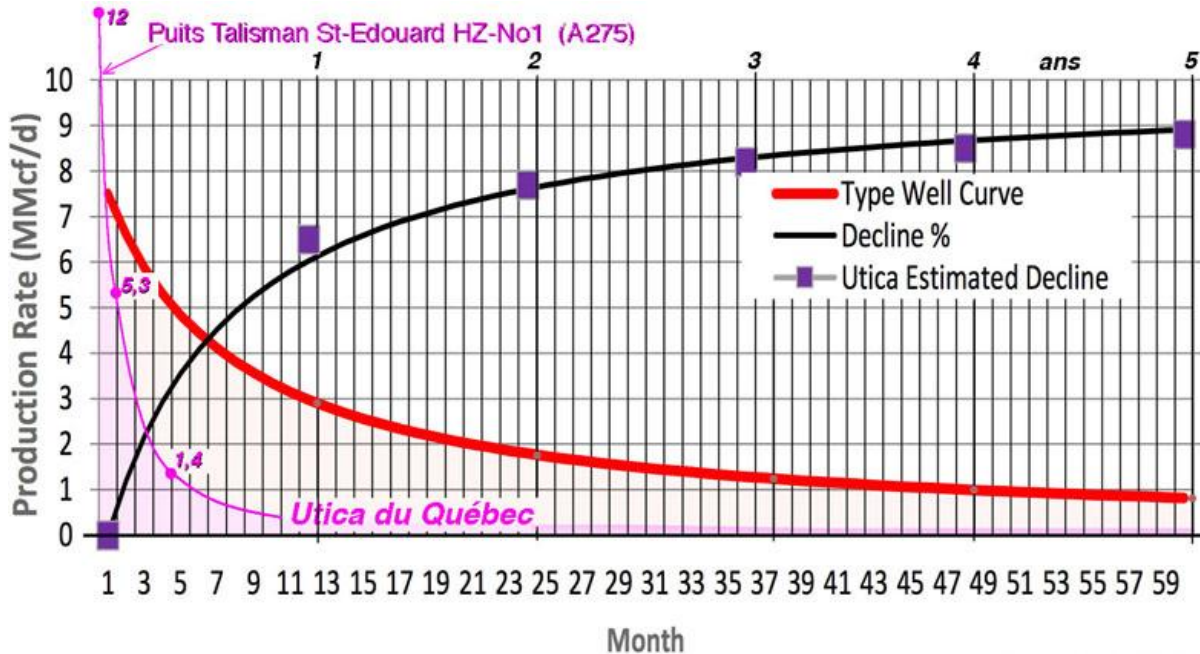
Toujours dans le rapport GECNo5, de façon incompréhensible on a écrit «*Oil Production Assumptions and Economic Impacts: Assuming that 15 percent of the 43.6 billion barrels in the Macasty is recoverable*» (p. 54) ce qui est identique à ce qui est écrit sept pages plus loin comme taux de récupération pour le gaz dans le gisement du shale Utica: «*Also assumed is that 15 percent of the 176.7 Tcf in the Utica is recoverable*» p.61.

Comme hypothèse de taux de récupération du gaz dans l'Utica c'est plausible, mais pour le pétrole du shale de Macasty, c'est aberrant ! Prendre 15%, c'est supposer un taux de récupération dix fois plus grand qu'un taux réaliste comparable à ce qui existe dans d'autres gisements de pétrole de shale où la récupération oscille entre 1,2 et 1,8%.

Dernier élément qui se rapporte à l'Utica : ils utilisent des données de courbe de déclin publiées pour l'Ohio. C'est aussi là une référence qui donne un taux de déclin nettement favorable et pas du tout compatible avec celui obtenu dans

d'autres gisements de gaz de schiste où la production de l'an 1 représente 75 à 85% de tout ce que le puits donnera.

J'ai superposé (violet) sur leur figure (p. 64 du rapport [GECNo5](#)) les seules données pour l'Utica du Québec que j'ai trouvées (celles du puits A275). Cela donne ceci:



Source CERI (Canadian Energy Research Institute) ÉES rapport GECNo5, p. 64

Figure 4.9: Production Decline Curves, [Utica Shale](#) ↑

La surface sous la courbe, c'est le volume cumulé de la production d'un puits; celle sous la courbe rouge (courbe fictive - Ohio) donne un volume plus de cinq fois plus grand que le volume qu'il est possible d'obtenir avec la courbe en violet (cas réel - Québec). Dans ce dernier cas, j'ai calculé que la production ultime du puits A275 serait de 37Mm³ (~1300Mpc) ce qui rapporterait brut à 3\$/1000pc environ la moitié seulement du coût du puits. Talisman a [rayé des livres ses actifs au Québec](#)... parce que cela n'est pas rentable?

Le puits A275 est pourtant présenté par des auteurs ([Cheng, Lavoie & Malo, 2014](#)) comme le meilleur des 18 puits fracturés. Une analyse coût/bénéfices du gaz de l'Utica ne devrait pas utiliser en 2015 des données de l'Utica de l'Ohio; il y a eu dix-huit puits fracturés dans l'Utica du Québec entre 2008 et 2010 et ces données existent. Bien qu'elles soient encore presque toutes confidentielles, elles proviennent en grande partie de Talisman Energy Inc. Les rares données qui sont publiées laissent entrevoir une situation très différente, sans doute encore bien moins rentable, que celles que les auteurs du rapport GECNo5 s'obstinent à utiliser.

Avec toutes ces prémices plus ou moins douteuses, lesquelles entachent sérieusement la fiabilité du rapport, l'étude GECNo5 donne une conclusion mitigée pour chacun des deux gisements hypothétiques:

Anticosti: *"Currently with production costs above \$95.50/bbl for oil it is **not economic** to develop."* (p.70)

Utica: *"Natural gas production costs at \$3.72/mcf means this is a **marginal** play."* (p.71)

Ces deux valeurs sont de plus fausses; une étude rigoureuse de la situation réelle donnerait des coûts bien plus élevés, donc des conclusions plus tranchées et totalement défavorables pour l'exploitation de l'un ou l'autre gisement. Les auteurs du rapport n'ont pas voulu aller aussi loin; au contraire, ils laissent une porte ouverte à l'exploitation éventuelle de ces deux gisements. La conclusion finale donne bien le ton qu'on peut attendre d'auteurs qui proviennent de l'industrie pétrolière: *"In the end, developing the oil and gas production industry in Québec, or anywhere else, is all about price. If producers can make their **necessary profit margins** under any three of the development scenarios posited in this study, Québec oil development, Québec gas development, or both, **will go ahead** and the province will see GDP, employment, and taxation impacts as a result".* Une question de coût, une question de profit, essentiellement.

Cela rejoint tout à fait [le mémoire du Conseil du Patronat](#) qui recommande au gouvernement de fixer un taux de redevance "favorable" pour permettre le démarrage de l'industrie et d'avoir dans la future loi sur les hydrocarbures, le souci de bien tenir compte de *"la cohérence de la réglementation avec ce qui se fait ailleurs, pour être concurrentiel et réussir à intéresser les joueurs clés de l'industrie et les investisseurs"* (p.9).

J'ignore combien le gouvernement a payé le CERI pour ce rapport GECNo5. J'ignore surtout pourquoi on commande à des organismes de l'industrie pétrolière des rapports de ce type. Les erreurs et les surestimations des retombées positives que colportent tous ces divers acteurs de l'industrie se répercutent d'un rapport à l'autre. Ces mêmes erreurs se retrouveront peut-être, on peut le craindre, dans les conclusions de deux prochains rapports qui restent encore à être publiés:

- ATVS02: Analyse avantages-coûts (AAC) d'un éventuel développement des hydrocarbures à Anticosti. Gouvernement du Québec
- Rapport final de l'ÉES Anticosti. Comité des huit membres des ÉES, Gouvernement du Québec

III- Conclusion

L'évaluation de la pertinence d'aller de l'avant à Anticosti se fonde depuis 2010 sur des données erronées, sur des prétentions économiques de promoteurs qui ne résistent pas à une analyse rigoureuse. Le processus d'Évaluation Environnementale Stratégique comporte bien d'autres aspects en plus du volet économique. Cependant ce volet économique est primordial; il a été confié à des organismes, à des individus qui depuis le début du projet ont manifestement biaisé l'analyse de deux façons :

- on a utilisé des données qui principalement proviennent non pas du gisement local, mais plutôt d'un autre gisement présenté comme « comparable » ou équivalent. Or une telle chose n'existe jamais en géologie : chaque gisement doit être analysé avec ses propres données. Les données géologiques recueillies à Anticosti existent, comme les données recueillies dans l'Utica du Québec; il est inconcevable que le rapport GECNo5 n'en ait pas fait une analyse exhaustive.

- on a fait dans le document source (AECNo1&2) une erreur qui multiplie par deux les ressources en place : 43 milliards de barils équivalents en hydrocarbures potentiellement en place, comptés deux fois séparément : une fois pour évaluer le pétrole extrait, une fois encore ensuite pour évaluer le gaz extrait. Ce qui revient à fonder la suite de tous les autres calculs sur 86 milliards de barils équivalents en hydrocarbures (43 Gbarils de pétrole en place + 43 Gbarils de gaz en place).

Ces rapports GECNo5 et AECNo1&2 sont peu crédibles. Leurs contenus erronés ne doivent pas être à nouveau repris dans les rapports de synthèse.

IV- Quelques questionnements reliés aux puits fracturés après leur abandon

Toutes les études de l'ÉES se concentrent sur les **activités** de l'industrie, c'est-à-dire les étapes où l'industrie est présente sur le terrain pour y faire des activités reliées à l'exploration, à l'exploitation et en dernière étape, les activités reliées à la fermeture des puits juste avant leur transfert de propriété à l'État. L'ÉES a confié à la firme WSP la tâche de [définir le projet-type](#) qui sert d'intrant aux autres études. Ainsi l'industrie fait la liste des **activités** et les autres études en analysent les impacts. Cette vision biaise dès le départ l'évaluation des impacts et des coûts pour la collectivité. Les puits et les grands volumes de shale fracturés, abandonnés en fin de production, sont des ouvrages permanents; chacun d'eux a une empreinte considérable : ~1000m x 1600m x 300m. Il est impossible de les démonter, sauf un mètre pour la tête de puits en surface. Leur présence aura des impacts bien au-delà de la fin des **activités** de l'industrie. Il n'y a rien dans les rapports commandés par les ÉES qui traitent des questions que nous formulons ci-dessous.

- 1- La conception et la construction des puits ne relève pas de la loi des ingénieurs au Québec et en ce sens elles n'ont pas d'approbation par un sceau d'ingénieur comme c'est le cas pour tout autre ouvrage de génie civil au Québec. La construction des puits est régie par *les bonnes pratiques*, c'est-à-dire des règles que l'industrie s'est elle-même données pour optimiser ses activités d'extraction. Pourquoi quand le puits cesse d'être une structure extractive privée pour devenir une structure permanente dont la propriété passe à l'État, n'y a-t-il pas une évaluation et approbation par un ingénieur (indépendant de l'industrie extractive) qui certifie cet ouvrage avant que le transfert de propriété ne soit conclu?
- 2- Qu'y a-t-il dans la technologie des puits (acier?, coulis de ciment?) qui pourrait faire qu'ils soient éventuellement éternels? À tout le moins pouvoir durer aussi longtemps que le processus géologique (dizaines de milliers d'années) de migration du méthane et des autres composants fluides?
- 3- Quand s'arrête le processus de migration des fluides, méthane en particulier, une fois que l'exploitant ferme et abandonne son puits? On sait qu'il reste alors environ 85% du gaz en place et environ 98% du pétrole en place dans un shale antérieurement très peu perméable, mais rendu de façon irréversible perméable par la fracturation hydraulique.
- 4- Quels documents ou études scientifiques peut-on citer pour confirmer cette valeur?
- 5- Quels seraient les coûts de réouverture-réparation d'un puits, inspection par instrumentation du tubage pour arriver à réparer et contrôler une fuite majeure?
- 6- D'où viendront les équipes spécialisées pour ce type de travaux? et qui en sera le maître-d'œuvre?
- 7- Si les puits dont l'exploitation est terminée retombent dans le domaine public, de quel ministère relèvera le suivi?
- 8- Quel type d'inspections et à quelle périodicité sera-t-elles mises en œuvre par ce ministère?
- 9- Quel sera le budget approximatif du service concerné par la gestion des puits?

- 10- Est-ce que les puits du domaine public seront inscrits au passif du gouvernement? Si oui, à combien évalue-t-on le passif d'un puits qui a servi à la fracturation d'un grand volume de shale?
- 11- Est-ce que cette valeur négative sera compensée par un paiement équivalent exigé de l'exploitant avant d'autoriser le transfert à l'État de la propriété de l'ouvrage?
- 12- Dans une future loi des hydrocarbures, quelles dispositions particulières devraient régir les ententes entre les entreprises industrielles qui installent leur puits et les propriétaires de terrain qui les accueillent?
- 13- Dans cette même loi, quelles dispositions particulières viseraient les propriétaires voisins sous lesquels passent les portions horizontales des forages ainsi que l'extension des fractures qui sont créées?
- 14- Comment l'extension de la fracturation sera-t-elle mesurée? Est-ce que ces mesures seront objectivement fiables et indépendantes?
- 15- Quelles mesures de suivi seront prévues dans les aquifères et sur quelle durée de temps ce suivi sera-t-il fait? La migration des hydrocarbures dans les processus géologiques naturels s'étend au minimum sur des millénaires; est-ce que cet aspect de suivi perpétuel est inclus dans les hypothèses de travail?
- 16- Quelles mesures de suivi seront prévues dans les cours d'eau alimentés par les nappes?
- 17- Quelles mesures de suivi seront prévues dans l'air des terrains au-dessus des zones fracturées?
- 18- Quelles sont les études scientifiques qui traiteraient de l'effet des composés du fluide de fracturation (le cocktail chimique pour les « slickwaters) sur la corrosion accélérée des aciers et coulis des puits?
- 19- Quelles sont les études scientifiques qui traiteraient de l'effet des cycles de grande pression pendant la fracturation sur la résistance des aciers et celle des coulis des puits?
- 20- Quelles sont les études scientifiques qui traiteraient de l'effet des réparations (opérations dites « squeeze » faites pour colmater les fuites sur les puits neufs (ex Talisman Leclercville No1), l'effet des perforations requises notamment pour colmater, sur la corrosion accélérée des aciers et coulis des puits, au voisinage et résultant de ces perforations?
- 21- Pourquoi l'exploitant privé d'un bien public (les gisements d'hydrocarbures du substratum) n'est-il tenu qu'à déposer un rapport portant sur les travaux de forage, sans norme quant au contenu de ce rapport?
- 22- Pourquoi les erreurs flagrantes dans le contenu de ces rapports ne font l'objet d'aucun commentaire, remarque ou correctif une fois acceptés par le ministère (MERN)? N.B. j'ai relevé un bon nombre de ces erreurs.
- 23- Pourquoi les compagnies bénéficient-elles d'un délai de 2 + 1 an pour déposer ces rapports de forage, alors que les effets sur le voisinage pourrait être bien plus court?
- 24- Pourquoi le dépôt des rapports des travaux de complétion des puits (fracturation hydraulique, monitoring, travaux de colmatage, etc.) est-il facultatif, i.e. non obligatoire et laissé au bon

vouloir des exploitants (en pratique donc, jamais déposés)? Ce sont pourtant les travaux les plus cruciaux!

Au Québec entre 2006 et 2010 sur les 29 puits forés, il y en a eu 18 qui ont été complétés jusqu'à l'étape de la fracturation. Ces fracturations du shale d'Utica ont donc modifié une propriété publique située sous des terrains privés. Le substratum est possédé par l'État et en fin de bail minier, il retourne en totalité dans le domaine public. Ces transformations par un exploitant privé disposant d'un bail, changent les risques pour la contamination de l'eau potable. Les questions 25 à 31 portent sur ces 18 cas de transformations d'un milieu naturel public.

- 25- Pourquoi n'y a-t-il aucun rapport, aucune analyse disponible publiquement des opérations de fracturation sur ces 18 puits?
- 26- Quelle a été la distance entre le haut de la fracturation et la limite inférieure de la nappe phréatique pour chacune de ces fracturations?
- 27- Quelle est l'extension latérale de ces 18 zones fracturées?
- 28- Comment le gouvernement s'assure-t-il de la validité et de la neutralité scientifique des valeurs concernées par les questions 25 et 26?
- 29- Le gouvernement dispose-t-il de cartes délimitant précisément en plan les étendues des zones fracturées, ou encore des relevés de monitoring microsismique faits pendant les opérations de fracturation?
- 30- Dans ces zones, de quelles données géologiques dispose-t-on? Avons nous par exemple des données précises et indépendantes sur la présence de fractures naturelles et de failles dans l'emprise des zones soumises à la fracturation?
- 31- Le gouvernement exerce un certain suivi, très limité dans le temps et sur les sites immédiats des têtes de puits, des migrations possibles de fluides (gaz méthane notamment) vers les nappes phréatiques; pourquoi n'y a-t-il encore aucun suivi en dehors des sites immédiats des têtes de puits dans les zones de shale ayant subi la fracturation qui s'étendent couramment à 1,6 Km?