

## **Mémoire déposé dans le cadre des consultations publiques de l'EES sur les hydrocarbures, Montréal, 16 novembre 2015.**

Eric Pineault, économiste, professeur département de sociologie, UQAM  
Membre du collectif scientifique sur la question du gaz de schiste au Québec.

Je souhaite dans le cadre de ce court mémoire souligner certaines insuffisances quant à la forme et au fond de cet exercice d'évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures au Québec, en me concentrant essentiellement sur la dimension économique du problème. J'interviens à titre de citoyen concerné par l'avenir énergétique de notre société et aussi à titre de chercheur en économie, habitué à une certaine rigueur dans la démarche d'analyse de nos options de développement économique et social. J'ai numéroté mes principaux commentaires afin d'en faciliter la discussion éventuelle.

...1. Je me permets dans un premier temps de commenter la forme de cet exercice en soulignant, comme d'autres, que je me sens très mal outillé pour intervenir de manière éclairée dans ces consultations compte tenu de très petit délai entre le moment où nous avons eu accès à certaines des études et documents et le moment où je dois rédiger ce mémoire afin de pouvoir participer à ces consultations. Je déplore particulièrement que l'AAC, l'analyse avantage coûts promis ne soit toujours pas disponible à ce jour, nous sommes le 10 novembre, les consultations commencent le 16 novembre. Cette étude est particulièrement importante dans le cadre d'une évaluation environnementale crédible, en fait, elle devrait en former le cœur. Or, nous n'avons accès dans le document de consultation qu'à certains résultats préliminaires de l'AAC qui tranche d'ailleurs avec le ton résolument jovialiste du reste du document. On nous rappelle, plus particulièrement, que :

« - Les projections des prix et des volumes, qui demeurent un exercice hautement spéculatif, sont déterminantes quant aux bénéfices attendus. - Le coût attendu des infrastructures pourrait être énorme et contribuer à réduire significativement la rente (les bénéfices), tant sociale que privée. - Finalement, le choix du (des) taux d'actualisation s'avère fondamental, car il détermine la valeur accordée au temps et aux générations futures. » (p. 226 – 227).

Ces trois mises en garde, qui concernent la dimension économique de l'évaluation, n'ont pas été reportées dans le document synthèse destiné au grand public. Il est essentiel d'avoir des réponses à ces questions afin de participer de manière éclairée à ce débat de société. C'est un aspect formel, parmi tant d'autres, qui mine la crédibilité de cet exercice de consultation. Mais plus fondamentalement, je ne crois pas qu'une EES soit crédible sans une AAC complète et sérieuse. Pour le dire autrement sans AAC qui intègre les coûts écologiques et sociaux à court, moyen terme et long terme, qui confronte les

retombés du développement de la filière aux retombés de stratégies alternatives par le biais d'une analyse de coût d'opportunité de différentes stratégies, il n'y pas « d'évaluation » et pas « d'environnemental », il ne reste qu'une stratégie, et on se demande parfois s'il ne s'agit pas, au final, d'une stratégie de vente ou de promotion, et ceci n'est pas une simple boutade, comme je l'expliquerai plus bas.

... 2. Je vais me pencher maintenant sur une des pièces maîtresses de l'EES, le chapitre 5 et plus particulièrement l'étude des « (...) scénarios de développement de la production d'hydrocarbures et leurs impacts financiers et économiques » en 5.2. Ce sont ces scénarios qui soutiennent tout le reste de la démarche dans la mesure où l'on envisage d'aller de l'avant avec une exploitation d'hydrocarbures uniquement si la rentabilité économique des projets est démontrée. Il s'agit en quelque sorte de la colonne « avantage » d'une AAC pour laquelle nous n'avons pas malheureusement de colonne « coûts ». C'est sur la base de ces scénarios que le document synthèse peut affirmer à la page 16 que : « Les scénarios de développement laissent présumer qu'une éventuelle production d'hydrocarbures sur le territoire de l'île d'Anticosti pourrait être rentable, en plus de générer des retombées économiques appréciables sur la durée de vie du projet. » La démonstration de la rentabilité d'une éventuelle filière d'hydrocarbure dans le document complet est beaucoup plus complexe et incertain que le laisse entendre cette affirmation. Je me permets dans les prochains paragraphes (3 à 5) de questionner le processus de démonstration en me basant sur une lecture critique de l'étude AECN01-AECN02, disponible depuis peu. Je tiens à souligner que l'enjeu de cette démonstration est de taille, il s'agit de statuer sur la désirabilité de la constitution de toutes pièces d'une industrie d'extraction d'hydrocarbures qui impliquera d'importants investissements publics (dans le document on parle de 14 milliards d'investissements publics entre 2020 et 2026) irréversibles, et on comprend que sans ces investissements substantiels de l'État, le développement de la filière ne se fera pas.

...3. Le développement d'une filière d'extraction d'hydrocarbures rentable repose sur un ensemble déterminant géologique et géographique qui constitue autant de paramètres préalables à toute analyse économique (en plus des déterminants bioclimatiques sur lesquels nous reviendrons vers la fin). Comme le soulignent avec justesse les « résultats préalables de l'AAC », « les projections des prix et des volumes, qui demeurent un exercice hautement spéculatif, sont déterminantes quant aux bénéfices attendus. » C'est donc avec une certaine surprise que j'ai pu constater le changement de lecture fondamental quant à la nature des hydrocarbures extractibles pour le cas qui est central à l'EES, soit l'île d'Anticosti. Au printemps 2015 nous avons eu accès à des études de potentiel d'exploitation essentiellement basées sur une production de pétrole de schiste. Ceux-ci sont à l'origine des scénarios « plus » et « moins » du présent rapport et il semble que leur rentabilité n'a pas pu être démontrée. Maintenant on nous présente un scénario « optimal » basé sur un gisement constitué d'un mélange extractible gaz / pétrole de schiste où prédomine massivement l'extraction de gaz naturel. Curieusement, un tel changement ne semble pas – à moins que j'ai mal lu – être fondé sur des nouvelles données issues des forages exploratoires récents, ni sur une quelconque découverte géologique importante. Il s'agit essentiellement d'un changement de référence pour le scénario géologique, on calcule maintenant le potentiel d'Anticosti sur une formation rocheuse très spécifique en Ohio. Je ne suis pas géologue, mais je suis un scientifique, et rien dans l'étude AECN01-AECN02 ne me convainc du bien-fondé de ce changement de référence. Je constate, par contre, que soudainement il est possible avec ces nouveaux paramètres de générer un scénario d'exploitation potentiellement rentable, alors que cela n'était pas le cas auparavant. Les effets de ce choix sur les paramètres géologiques sont particulièrement importants. Notamment sur les taux de récupération qui soudainement sont très élevés,

près de 6% pour le pétrole de schiste et de 20% pour le gaz<sup>1</sup>. Ces taux paraissent, vu ce qu'on connaît en Amérique du Nord, particulièrement – voire démesurément - optimiste. Si je me fis à une étude récente de Sandra et Sandra (204) qui semblent faire autorité dans le domaine, le taux de récupération moyen pour le gaz de schiste est 5.9% pour les formations schisteuses actuellement en exploitation aux États-Unis, plus bas que le 13% que calcul le « U.S. Energy Information Administration » et très loin du 20% que l'on peut calculer pour Anticosti. Pour le pétrole de schiste, ces mêmes chercheurs le taux de récupération est de 1.8% pour le Bakken et de 1.7% pour Eagle Ford. Je me pose donc les questions suivantes :

- Quelles découvertes ou données justifient ce choix de nouvelle référence pour le scénario « optimal »? On n'y fait allusion à la page 11 de l'étude, mais sans trop de précision.
- Comment fut estimée la quantité de gaz naturel extractible dans le gisement en question? Sur quelles données *in situ* propres à la formation Macasty est basé cette estimation?
- Est-ce scientifiquement approprié d'étendre la productivité d'un groupe de puits de pétrole dans une zone à très haut potentiel (un « sweet spot ») à l'ensemble d'un secteur en exploitation? Où dit autrement quelles analyses géologiques vous amènent à conclure que 23% du territoire en d'Anticosti serait un gros « sweet spot »?

Ces questions m'amènent à la réflexion méthodologique suivante concernant la fonction du scénario optimal dans le cadre de cette ÉES :

- Est-ce que votre modèle économique vise à évaluer rigoureusement une réalité empirique (fonction descriptive), ou est-ce que votre modèle empirique cherche à exprimer un état de la réalité désirable ou optimale (fonction normative de l'analyse)? Les deux méthodes sont valides, mais comportent des enseignements différents. Le premier cas est utile pour évaluer dans quelles conditions un projet d'exploitation serait réalisable à partir du potentiel concret d'un site qui est évalué. Dans le second cas, on se pose la question théorique et abstraite d'un état éventuel de la réalité, c'est un scénario idéal, mais inexistant, utile dans un processus prospectif, ou utile dans une démarche « contre factuel ». On n'arrive pas à situer la présente démarche clairement d'un côté ou de l'autre de cette frontière.
- S'y dégage la forte impression que les conclusions de l'analyse du modèle théorique sont transposées sur le site Anticosti et servent de « business case » pour ce projet en attendant des données plus fiables. Sur le plan méthodologique, ce procédé est plus que discutable.

...4. Certaines caractéristiques du scénario optimal ne sont pas explicitées et mériteraient de l'être. En particulier la cédule temporelle de production. On comprend en examinant le rapport que l'essentiel de l'extraction d'hydrocarbures se fera entre 2045 et 2075, période où l'industrie atteint dans le modèle son stade de pleine capacité pour les deux filières. Selon mes calculs de coin de table, c'est donc plus de 60% du volume de gaz et de pétrole prévu qui sera extrait pendant la deuxième moitié du 21<sup>e</sup> siècle. J'aimerais que cette cédule de volume d'extraction me soit confirmée, car je crois qu'il est important pour le débat public que l'on sache que dans ce scénario optimal, la rentabilité exige que l'essentiel des flux d'hydrocarbures et des revenus présumés soient extraits entre 2045 et 2075. Cela m'amène dès lors aux interrogations suivantes :

---

<sup>1</sup> On obtient ces chiffres en divisant les prévisions du volume de gaz et de pétrole qui sera extrait dans le scénario optimal par le volume total de gaz et de pétrole de schiste estimé pour Anticosti multiplié par la superficie qui dans le scénario sera mise en exploitation, soit 23% du territoire. Ce faisant on ne fait pas d'hypothèse particulière concernant la répartition des réserves, ni de différence dans leur exploitabilité.

- On aimerait savoir à partir de quand dans ce modèle, l'exploitation de chaque filière atteint son seuil de rentabilité global où seront validés les investissements initiaux : 2040, 2050, 2060, 2070 ?
- Pourquoi une cédule de production si longue et ce flux à pleine capacité si tardif?
- Le rapport ne fournit pas de données relatives au prix du gaz et du pétrole après 2045, citant l'évidente incertitude quant à toute prédiction sur un horizon de plus de 30 ans. Au moment où l'industrie atteint sa pleine capacité, on suppose des prix stables, ce qui est nécessaire à la rentabilité du scénario optimal. Est-ce prudent de risquer au moins 14 milliards \$ d'argent public dans un investissement dont l'essentiel de la production aura lieu entre 2045 et 2075.
- Au risque prix de marché, s'ajoute de plus un risque réglementaire. Comment par exemple calculé le coût de la tonne de carbone après 2045 et ce jusqu'en 2075?

...5. Le scénario optimal implique aussi certaines hypothèses quant au régime de demande en hydrocarbures. L'apparition soudaine d'un gigantesque gisement de gaz pose un certain nombre de défis qu'il faut, je crois, relever. On précise que ce volume correspond à 113% de la consommation actuelle annuelle de gaz pour une période 50 ans. Évidemment une telle surabondance de gaz dans un marché qui est déjà saturé par la production américaine pose un certain nombre de défis commerciaux. L'étude cite l'importance du facteur distance dans les scénarios de rentabilité. On sait que les gisements américains du Marcellus sont plus près des lieux actuels au Québec de grande consommation de gaz qu'Anticosti, et, de plus, ils sont déjà reliés au réseau de gazoducs nord-américain. Il n'y pas actuellement d'infrastructures existantes pour sortir le gaz naturel de l'Île. Deux scénarios ont dès lors été envisagés, et chacun comporte des défis importants qui me semblent sous-évalués dans les études que j'ai pu consulter. Un premier scénario est un gazoduc qui relierait Anticosti à la côte nord, mais ce projet, pour être rentable, semble nécessiter et je cite « un important projet minier ». Quels projets ont été examinés, dans quelle filière, quel serait le volume présumé de demande en gaz? Un second scénario voit l'essentiel du gaz exporté sous forme liquide. Je veux bien, mais l'argument d'acceptabilité sociale du gouvernement – transposé dans cet EES à plusieurs endroits – repose sur le désir de consommer des hydrocarbures produits « localement » pour des raisons économiques et environnementales, je ne vois pas comment le scénario de bateau usine pourra contribuer à cela.

En ce qui a trait à la production de pétrole, encore une fois, il faut le rappeler dont l'essentiel des volumes seront extrait entre 2045 et 2075, on nous informe que celui-ci correspond à 9% de la consommation québécoise en 2012, disponible encore une fois pendant 50 ans. On comprend dès lors que l'impact sur la rectification de la balance commerciale du Québec, argument mis de l'avant par les promoteurs de l'industrie ainsi que par le gouvernement, ne sera que marginal. Nous souhaiterions que cela soit précisé dans les documents de l'EES, qui souvent laisse entendre le contraire.

...6. Je me permets de reprendre en un tout synthétique le projet du scénario optimal pour souligner à la fois la nature du projet qui nous est soumis et quelques paramètres de rentabilité qui me semblent importants de rappeler. Je crois important d'avoir en tête, cette citation qui conclut en quelque sorte le chapitre d'analyse économique de l'EES dans le document global :

*« Les scénarios de la présente EES ont permis d'estimer qu'une production commerciale d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti pourrait être économiquement rentable. Son développement générerait des revenus considérables pour les promoteurs et pour le gouvernement sur une période de 75 ans. Puisqu'il y a peu d'information disponible à ce jour, les revenus réels pourraient être inférieurs ou supérieurs aux estimations à la lumière des nouvelles connaissances acquises et de l'évolution du marché, s'il y avait un développement commercial.*

*En plus de revenus fiscaux importants, une éventuelle exploitation des hydrocarbures à Anticosti entraînerait des retombées économiques considérables au Québec en termes d'emplois, d'apport au PIB et d'effets positifs sur la balance commerciale. Une éventuelle production commerciale d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti pourrait notamment entraîner la création ou le maintien d'emplois directs et indirects bien rémunérés ainsi que des bénéfices pour les promoteurs et leurs fournisseurs de biens et de services. » p, 196*

Je commence par rappeler qu'il n'existe pas au Québec, une filière structurée d'extraction d'hydrocarbures, nous n'avons ni les infrastructures nécessaires à l'existence et au développement d'une telle industrie, ni la main-d'oeuvre qualifiée, ni l'expertise de mitigation environnementale ou de réglementation. Et donc il s'agit d'un vaste effort sociétal qui est demandé par les promoteurs (essentiellement une poignée d'entreprise junior) pour développer de toutes pièces une industrie qui ne sera mature que dans 20 ans, soit en 2045. On comprend aussi que sans un investissement significatif de la part de l'État cette industrie ne verra pas le jour. Il s'agit donc aussi d'un important choix en terme de politique publique, plus précisément de politique industrielle et énergétique. Les investissements publics mentionnés dans l'étude sont importants, au moins 14 milliards \$ entre 2018 et 2025. Le scénario implique, de plus, des hypothèses qui nous semble très hasardeuses, un taux de récupération de la ressource bien au-delà de la moyenne nord-américaine, un coût fixe de l'extraction pour toute la période de 75 ans (cette hypothèse du modèle qui repose sur « une consultation de l'industrie » me semble particulièrement ridicule, le niveau prévu ne tient aucunement compte des défis que pose la localisation du projet ni d'une d'éventuelle hausse de prix pour tenir compte d'une augmentation des exigences environnementales), un prix du pétrole et du carbone stable de 2045 à 2075 et un régime de demande indéfinie.

*« Les travaux effectués dans le cadre des EES n'ont pas permis d'étudier en détail quels seraient les débouchés les plus avantageux pour le Québec. Afin de poursuivre l'acquisition de connaissances, il serait pertinent de documenter les actions concrètes qui pourraient favoriser certains débouchés, que ce soit sur le plan de la distribution d'hydrocarbures au Québec ou sur celui de leur transformation, et ce, dans l'intérêt des consommateurs québécois et des fournisseurs. »*

Sur la base de ce scénario plus que hasardeux, on nous présente des retombées positives en terme de point de PIB, d'emplois et de revenus fiscaux. L'absence d'une AAC ne permet aucunement d'évaluer le coût environnemental associé à la création de cette filière qui pèsera sur le développement du Québec au 21<sup>e</sup> siècle.

C'est sur la base de ces conclusions très fragiles, voire purement hypothétiques, que le gouvernement du Québec souhaite poursuivre avec l'industrie des investissements en exploration afin de continuer à

évaluer le potentiel de développement de la filière. Pour ma part je crois que nous sommes devant une grande « distraction », qui verra le développement de la filière frustré les efforts nécessaires pour poursuivre le développement du secteur des énergies renouvelables et surtout les efforts pour réduire notre dépendance sur tous les hydrocarbures producteurs de CO<sub>2</sub>.

...7. Jusqu'à maintenant je m'en suis tenu à une critique interne de l'analyse économique qui sous-tend le scénario optimal. J'aimerais en terminant sortir de ce cadre et poser un regard plus global sur la question du développement des hydrocarbures au Québec. Je rappelle qu'actuellement l'industrie n'existe pas et qu'elle ne pourra exister sans un engagement financier substantiel de la part de l'État. Comme tout investissement (celui-ci sera d'au moins 14 milliards), celui-ci se matérialisera en capital fixe, en immobilisation, que devront être rentabilisée sur le long terme, ici en l'occurrence la validation ces investissements considérables se fera essentiellement pendant la deuxième moitié du 21<sup>e</sup> siècle, c'est-à-dire entre 2045 et 2075. Ils seraient importants à l'avenir que ces hypothèses soient explicitées par le gouvernement dans ces communications auprès de la population dans cette évaluation. Qui plus est, une des options dans le scénario de la production gazière implique que l'extraction de gaz s'arrime à une multiplication de projet extractifs sur la côte nord pour absorber le surplus de gaz naturel qu'Anticosti va jeter sur le marché. Je pose maintenant une question « stratégique ». Est-ce sage à l'heure où la transition énergétique et la sortie des énergies fossiles s'imposent à de plus en plus de gouvernements, bouleverse leurs politiques industrielles et énergétiques, que le Québec investisse massivement pour créer de toute pièce une filière énergétique d'arrière garde, intensive en carbone et dans une région non seulement très fragile sur le plan environnemental, mais qui plus est à très haute valeur écologique? Est-ce vraiment le mieux que le Québec peut faire avec 14 milliards de fonds publics. Le même montant investit dans la transition énergétique pendant la même période, soit de 2018 à 2026 pourrait générer combien en retombés structurantes pour le Québec, retombés en terme de point de PIB, d'emplois de qualité et de revenus fiscaux? Et, finalement, puisqu'il s'agit d'investir aujourd'hui pour projet qui sera mature en 2045, je me demande quel Québec je veux laisser à mes petits enfants, un pétro-Québec expert dans la gestion des marées noires dans le golfe du Saint-Laurent, ou un Québec qui aura pris les devants pour s'engager réellement dans une transition dès 2018. Il s'agit en terme économique d'une analyse de coût d'opportunité, et dans le cadre de cet EES nous ne pouvons pas répondre à cette question.