

Remarque préliminaire: Ce document est complémentaire à mon document précédent de mars 2015 soumis à l'ÉES comme lettre ouverte déposée dans le cadre de la consultation pour les ÉES Hydrocarbures et ÉES-Anticosti (<http://bit.ly/1CidQAv>). Plutôt que de les lister à la fin, les références utilisées ici sont toutes incluses comme liens hypertextes et apparaissent en mots bleus cliquables. Cependant il arrive parfois que les documents transmis et affichés au BAPE et à l'ÉES perdent leur fonctionnalité hypertexte; je donne donc le lien où le texte ci-dessous est disponible sur la Toile avec la pleine fonctionnalité de liens référencés: <http://bit.ly/1HozB7R>

Des rapports d'études de l'ÉES-Anticosti : décevants

Marc Durand, doct-ing. en géologie et géotechnique

Le MDDELCC a mis en ligne fin octobre 2015 un bloc de 42 études, ainsi qu'un document de synthèse [sur son site WEB](#). Il y a 64 études listées sur ce site pour les ÉES-Hydrocarbures et ÉES-Anticosti, deux sont indiquées ANNULÉE, celle sur les mesures de suivi lié au transport de matières dangereuses, (GECN01), ainsi qu'une sur les scénarios de production autre qu'Anticosti (GTRA02). Il en reste donc 62, touchant les six chantiers:

1) Aspects techniques 2) Économie 3) Environnement 4) Société 5) Transport 6) Transversal

Je m'intéresse plus particulièrement ici au cas d'Anticosti et aux réponses qu'on pourrait trouver dans les rapports de l'ÉES maintenant publiés. Je le fais en fonction des [questionnements et des obstacles que j'ai soulevés](#) pour cet hypothétique gisement.

a) La non rentabilité du gisement. C'est un point majeur et c'est dans le chantier *Économie* de l'ÉES Anticosti qu'on trouve ce sujet abordé. L'ÉES avait prévu là deux études: AECNo1 pour l'élaboration de scénarios et AECNo2 pour l'analyse de la rentabilité. Comme on peut le constater sur la figure 1 ci-dessous, ces deux études ont été fusionnées dans un seul rapport:

Chantier : Mandataire :

EES :

Chantier - Économie

TITRE DE L'ÉTUDE	DESCRIPTION
Élaboration de scénarios de développement détaillés pour Anticosti Numéro : AECN01 Mandataire : Gouvernement du Québec	Dans le cadre de ces travaux, quelques scénarios d'exploitation à une échelle commerciale des hydrocarbures sur Anticosti seront élaborés, en tenant compte des évaluations préliminaires du potentiel et des caractéristiques géologiques de la formation du Macasty. Ces scénarios caractériseront notamment la quantité produite par type d'hydrocarbures et le rythme de réalisation des forages. En conjonction avec le projet-type élaboré dans le cadre de l'étude AENV17, ils serviront à évaluer les effets potentiels (sociaux, environnementaux et économiques) d'une exploitation commerciale, advenant une décision favorable du gouvernement quant au développement des hydrocarbures sur l'île. Étude
Rentabilité commerciale, revenus du gouvernement et retombées économiques d'une exploitation commerciale d'hydrocarbures à Anticosti Numéro : AECN02 Mandataire : Gouvernement du Québec	L'objet de cette étude est d'évaluer, en fonction des scénarios de développement retenus pour l'EES (étude AECN01), la rentabilité financière d'une exploitation commerciale d'hydrocarbures à Anticosti, les revenus nets que pourrait en tirer le gouvernement et les retombées économiques pour l'ensemble du Québec ainsi qu'à l'échelle locale et régionale. Cette étude constituera un intrant important pour l'étude transversale ATVS02. Voir étude AECN01

Figure 1. Un extrait des études, qui correspondent à *Chantier Économie & ÉES Anticosti*.

Ces deux études sont au centre de la décision de poursuivre avec l'investissement de fonds publics dans l'hypothétique gisement d'hydrocarbures d'Anticosti. Ces deux recherches ont toutes deux été confiées aux fonctionnaires du gouvernement; aux mêmes fonctionnaires qui déjà en février 2014, ont "embarqué" le gouvernement dans l'injection de 115 M\$ de fonds publics dans une campagne d'exploration. Ces promoteurs du pétrole d'Anticosti semblent avoir répondu prestement aux attentes du lobby pétrolier dans cette décision précipitée qui [visait à financer une campagne de 15 à 18 forages](#) devant être complétée à l'été 2014. Pétrolia qui agit en maître-d'oeuvre pour Hydrocarbures Anticosti S.E.C. n'a pu en terminer que cinq cet été là; la campagne a été prolongée d'un 2e été en 2015. Sept autres forages ont ainsi été ajoutés en 2015 pour un total de douze, loin de l'objectif initial de 15 à 18 forages. Bizarrement le [site où est décrit l'ÉES propre à Anticosti](#) décrit ses travaux comme étant cette campagne de forages. L'ÉES est-ce une campagne d'exploration de gisement par forage, ou bien est-ce une Évaluation Environnementale?

Que lit-on dans le rapport qui fusionne les deux études et qui émane des mêmes auteurs (anonymes en fait, car le texte est signé *Finances Québec* - auteurs et leur champs de compétence non identifiés; seul *l'accompagnement* de P.-O Pineau des HEC est cité nommément)? Tout d'abord en introduction on peut lire ceci: "*les travaux faisant l'objet du présent rapport ont été réalisés sur la base d'hypothèses qui reposent essentiellement sur ce qui est observé pour l'exploitation de formations géologiques considérées comme analogues à la formation de Macasty de l'île d'Anticosti, soit celles de l'Utica et de Point Pleasant en Ohio, où la production de gaz naturel est prépondérante à celle de pétrole*".

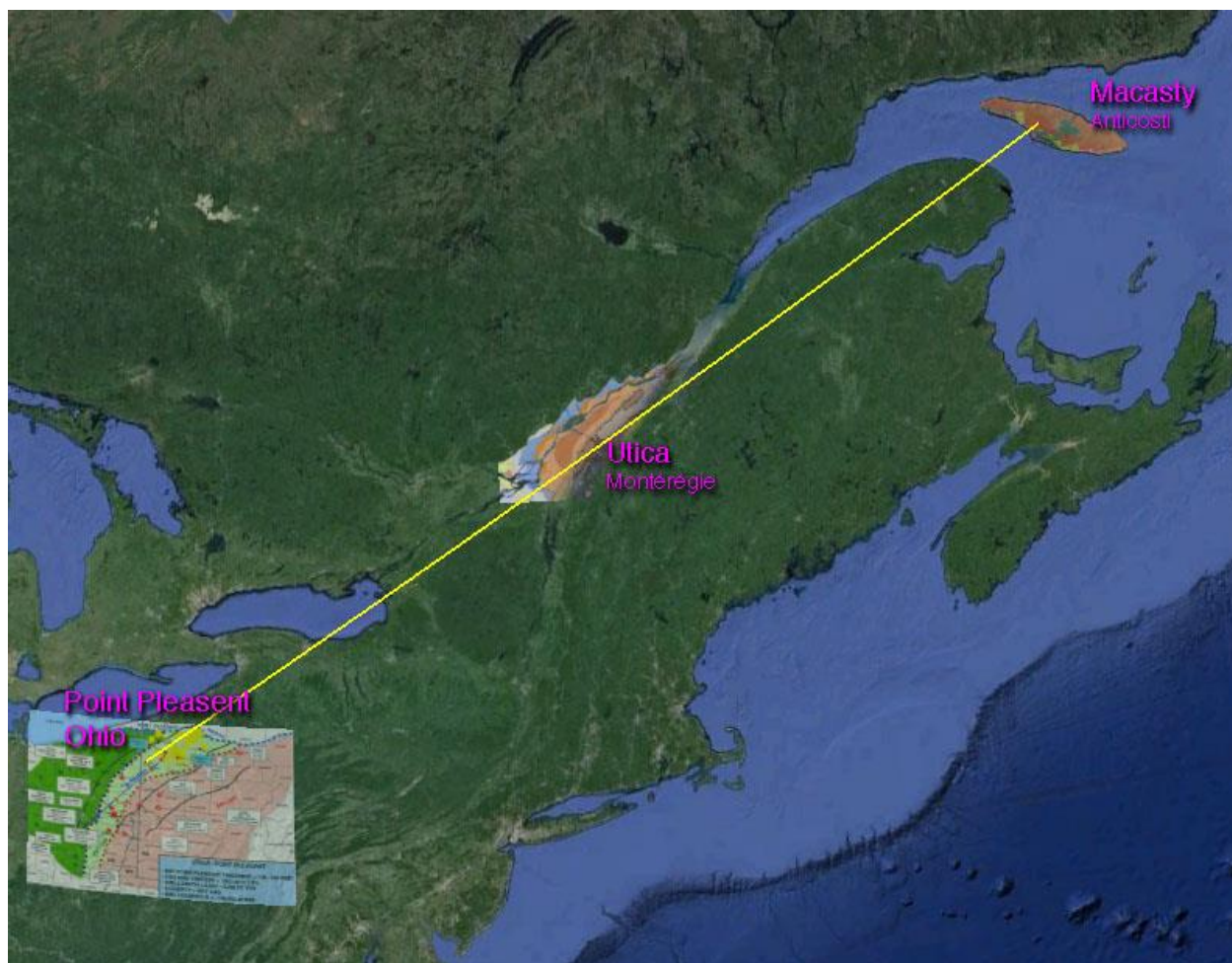


Figure 2. Les shales Point Pleasant (en Ohio), Utica et Macasty (à Anticosti).

Outre le fait qu'il y a 1600 Km de distance entre ces deux entités géologiques (figure 2), il apparaît incongru de baser tout un calcul de rentabilité, de faire des projections économiques sur 75 ans, etc. quand au départ on importe des paramètres qui ne sont pas ceux du gisement en question. L'analyse de *Finances*

Québec est boîteuse dès son point de départ. Elle souffre de plus d'approximations et de sous-estimations des coûts d'extraction du pétrole et du gaz, ainsi que de surestimations de la production. Nous allons donner dans ce billet quelques exemples parmi d'autres qui se retrouvent dans le scénario retenu, un scénario dit "*Optimisé*". C'est présenté comme une variante des [deux scénarios MOINS et PLUS](#) présentés en mai 2015; du premier, le nouveau scénario retient le nombre et la densité de puits du premier; du second, il retient l'étalement de l'exploitation sur 75 ans. Il suppose aussi l'existence de *zones plus productives*, mais cette hypothèse ne repose sur rien du tout dans ce rapport, outre le fait qu'on aît rencontré quelques "*sweet spots*" dans l'Utica de l'Ohio. C'est tout à fait incongru* d'inclure cette donnée *externe* et de l'appliquer à toute la superficie de 1662Km² (la superficie retenue dans ce scénario "*Optimisé*").

Nous avons analysé les deux scénarios présentés en mai dernier: dans les deux cas l'extraction du pétrole se révélait [fortement déficitaire](#) dans toutes les hypothèses (prix du baril à 100\$, 150\$, 200\$, taux de récupération 1,2 et 1,8%). Les auteurs des scénarios ont eu tout le loisir de constater cela eux aussi. Ils ont donc travaillé ces derniers mois à "*optimiser*" les paramètres de l'exploitation envisagée. Tout ceux qui ont travaillé sur ordinateur avec une modélisation savent combien il est facile et tentant de modifier les paramètres d'input, et comment on peut tester diverses valeurs pour arriver à un résultat désiré. Manifestement ici pour arriver à ce 3e scénario dit "*optimisé*", ils ont introduit dans la machine des données très surprenantes: taux de récupération inédit (5,9%), un volume tout à fait extraordinaire de gaz en place, mais ne reposant sur aucune évaluation, etc. La liste des optimisations serait très longue à exposer de façon exhaustive; nous n'allons ici traiter que de quelques exemples de paramètres d'input "*optimisés*".

1) Le coût des forages est établi à 8,8M\$ ce qui n'est pas réaliste dans le contexte d'Anticosti et de l'étalement sur 50 ans (un petit nombre de puits/an) des travaux. On ne peut comparer les coûts à Anticosti à ceux obtenus aux USA dans des marchés en surchauffe de concurrence, à proximité des fournisseurs industriels et des services spécialisés. Il est plus réaliste de fixer à 11 ou 12M\$ le coût d'un puits, car le scénario retenu étale la production sur 75 ans avec seulement 87 puits/an au maximum de l'activité.

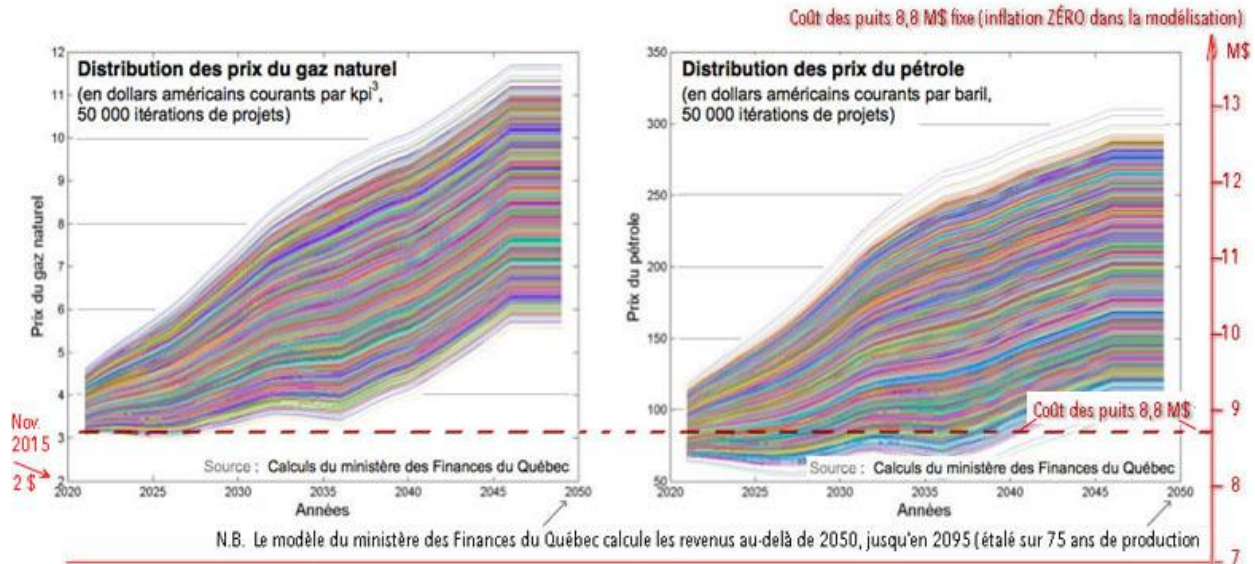


Figure 3 Le coût des puits reste fixe dans la modélisation alors que les prix du pétrole et du gaz sont majorés au fil du temps (AECNo1-No2 (p. 85); par un facteur de 5 dans le cas du gaz [actuellement à 2\\$](#).

La modélisation ajuste plusieurs paramètres à une inflation annuelle, les revenus, le prix du gaz, etc. (fig. 3), mais paradoxalement elle garde fixe ce coût de 8,8M\$/puits pour toute la durée de l'exploitation (de 2020 à 2095), sois-disant que "des progrès technologiques observés dans cette industrie" vont garder les prix des puits à un niveau constant ou même les réduire (AECNo1-No2, p. 65). Cette vision "optimiste" reprend mot à mot celle des promoteurs de l'industrie. Le modèle ignore totalement la notion d'**EROEI** qui s'applique de façon significative dans les gisements marginaux du type de celui d'**Anticosti**.

Ce coût très bas attribué aux forages explique à lui seul en très grande partie le bilan positif total sur 75 ans que fait l'étude; le projet est très déficitaire les premières décennies en raison des énormes coûts d'infrastructures, pour le gaz notamment. Mais dans le modèle l'écart se creuse de façon considérable ensuite entre les coûts de forage, fracturation etc. fixes et les prix qu'il postule très élevés pour le gaz et le pétrole. Le revenu des dernières décennies réparti uniformément sur les 75 ans d'opération ramène le calcul à un bilan positif. Le rendement anticipé ne surviendra que dans une ou deux générations, après 2050. Le taux de rendement interne de 10% et la probabilité de rentabilité qu'ils estiment à 80-86% dans la conclusion (AECNo1-No2, p.41), c'est tout à fait irréaliste avec les intrants et hypothèses retenues pour une modélisation étalée sur 75 ans.

Le scénario précise "l'emprise souterraine d'une plateforme de 10 puits est de 4 km²", ce qui donne 2,5 puits/km²; on prévoit couvrir ainsi seulement 23% (=1

662 km²) du gisement avec 4155 puits. C'est comparable à ce qui a déjà été analysé dans les scénarios précédents.

2) Durée commerciale des puits: "les puits produisent pendant 25 ans". C'est peu réaliste car dans les puits en production entre 60 et 80% de la production sort durant l'an un, et après cinq ans, dix au maximum, le débit n'est plus commercialement intéressant.

b) La question du gaz associé. Au gouvernement cet été on a modifié d'un trait de plume la nature du gisement potentiel; on cherche à partir de maintenant dans le shale Macasty un gisement d'hydrocarbures à 22,5% pétrole et 77,5% gaz. Les infrastructures initiales requise pour extraire et commercialiser les deux formes de combustible sont autrement plus coûteuses et plus complexes que dans un simple gisement de pétrole. Ce changement récent est intégré dans le scénario Optimisé. Cet élément important dans la suite des calculs est expliquée ainsi: "Le scénario « Optimisé » intègre les informations les plus récentes, notamment à l'égard des productions estimées à partir des formations d'Utica et de Point Pleasant".

On explique en toute franchise ici que ce changement n'est pas une découverte avec les données d'Anticosti (les anciennes ou même les plus récentes de la campagne actuelle d'exploration), mais bien après avoir été récemment informés qu'en Ohio le gisement produirait un gaz abondant en simultanément avec le pétrole. Le ratio gaz/pétrole chiffré avec la précision au demi pour-cent (22,5% pétrole et 77,5% gaz) dans ce nouveau scénario, ne provient pas non plus de données d'Anticosti; ça fait partie des intrants intégrés dans le calcul avec des valeurs d'un autre gisement.

Le document évalue deux options pour traiter la gaz:

a) Option navire-usine: coût initial (avant début de production); 3,86 milliards U\$ - coût final: 7,13 milliards U\$

b) Option gazoduc: coût initial (avant " "); 5,22 milliards U\$ - coût final: 9,64 milliards U\$

En dollars canadiens, on parle donc de frais d'infrastructures pour le gaz seulement, entre 10 et 15 milliards de dollars; cela n'inclus pas le coût des puits et de la fracturation, etc. Plus de la moitié de cette somme doit être dépensée avant même de commencer la production; le rapport situe en 2020 son démarrage.

Il n'y a jamais eu d'évaluation scientifique des volumes de gaz en place dans le shale Macasty, pour la bonne raison que les travaux d'exploration étaient avant 2005 orientés vers la recherche de gisements conventionnels de pétrole, puis de 2005 à 2015 vers l'investigation du shale pour évaluer le pétrole disséminé dans toute la masse (pétrole non-conventionnel à extraire en fracturant le roc). Penser à

aller à Anticosti pour du gaz de schiste n'a jamais été une option sérieuse. Malgré les fluctuations du prix du 1000 pi³ de gaz, malgré les variations des coûts des puits, etc., une variable est inamovible: tout ce gaz n'arrivera jamais à être concurrentiel avec celui produit sur le territoire américain qui lui n'a aucun des inconvénients spécifiques à Anticosti. C'est une île isolée où tout les travaux sont plus coûteux en raison de l'absence d'infrastructures déjà en place; c'est loin des réseaux de gazoduc existants; le gaz ne se transporte pas comme le pétrole: il faut un port méthanier, navire-usine ou un gazoduc sous-marin, des solutions coûteuses qu'il faudrait mettre en place dès le début de la production. On a donc jusqu'à maintenant étudié le shale Macasty essentiellement pour son potentiel en pétrole de shale.

L'étude [Sproule 2011](#) fait état des données recueillies avant 2011 (une vingtaine de forages, des relevés géophysiques, des échantillons analysés en laboratoire, etc.) pour établir des estimés de pétrole en place dans les permis maintenant détenus par Hydrocarbures Anticosti; l'estimé probable a été établi à 33,9 Gbarils. Sproule ne se prononçait pas sur le taux de récupération, l'exploitabilité, etc. En avril 2015, huit nouveaux forages ont permis de [réviser l'estimé en le fixant à 30,7 Gbarils](#) (une baisse de 10%). Junex pour la partie sud de l'île a fait en 2011 une étude comparable qui indiquait 12,2 Gbarils. Junex n'a pas participé aux nouvelles explorations, donc il n'y a pas de données révisées pour sa portion de l'île. Au total, on a donc un estimé de 30,7 +12,2 Gbarils -> 42,9 qu'on arrondit couramment à 43 milliards de barils de pétrole estimé en place.

Il n'existe aucune évaluation comparable pour le gaz en place. Comme la campagne 2014-2015 de douze forages est maintenant complétée et que l'option GAZ arrive un peu comme un cheveu dans la soupe dans un scénario optimisé, conçu après le lancement de cette campagne de forages, il ne sera pas possible non plus d'arriver à une évaluation crédible et scientifique du gaz en place, d'ici la prise de décision par le gouvernement des suites à donner à ce dossier. Si au départ on avait choisi d'arriver à une évaluation du gaz en place, il y aurait eu une campagne d'échantillonnage et des relevés spécifiques pour l'évaluation du gaz. Les données partielles recueillies cet été ne suffiront pas à étayer un estimé crédible du gaz en place. Le rapport des deux études du chantier Économie qu'on commente ici a d'ailleurs choisi de prendre des valeurs hypothétiques basées sur celles obtenues en Ohio, plutôt que de traiter des données des travaux de forages faits en 2014 et 2015. C'est sidérant comme démarche.

À la page 17 on donne quand même une valeur "la production totale (11683Gpi³) de gaz naturel et celle de pétrole sur la superficie exploitée correspondent respectivement à 4,7% et à 1,4% des hydrocarbures initialement en

place estimés pour les permis". Si 11683 Gpi3 est 4,7% du gaz en place, l'ÉES chiffre donc à 248000 Gpi3 le volume initial en place; c'est plus de gaz en place que ce qui a été **estimé pour le shale d'Utica, (100 à 300 Tcf)** dans les Basses-Terres, une formation géologique pourtant bien plus étendue. Une remarque additionnelle ici pour le pétrole: 1,4 % du total du pétrole en place, ce n'est pas le taux de récupération, car on prend le pétrole récupéré sur 23% du territoire des permis et on divise par le pétrole en place sur 100% des permis. En appliquant le calcul du pétrole en place dans seulement ce 23% de l'étendue du gisement, on obtient un taux de récupération de 5,9%** . Le taux de 4,7% indiqué pour le gaz contient la même ambiguïté: les auteurs divisent ce qui serait récupéré sur 23% du gisement par tout le volume de gaz estimé dans 100% du gisement; pour le gaz, le taux de récupération que l'ÉES postule est donc $(4,7\%/0,23 \Rightarrow) 20,4\%$. Le scénario optimisé choisit manifestement des hypothèses extrêmement optimistes, des valeurs qui permettent de passer au dessus du seuil de rentabilité.

c) La question de la trop faible profondeur pour faire de la fracturation hydraulique. Le document de l'ÉES ne traite pas de ce point. Il constitue pourtant un obstacle majeur à l'utilisation de la fracturation hydrauliques dans **96,5% des permis** où le gouvernement a une participation. Par contre ils indiquent que dans la modélisation "aucun puits ne serait mis en place à moins de 600 mètres de part et d'autre de la faille". Le document précise que cela s'applique à la position projetée en surface de la faille Jupiter. Comme en profondeur les extensions horizontales des forages ont 1600m, il n'est pas précisé dans le rapport comment on évitera ainsi d'empêcher la fracturation hydraulique de rejoindre les failles.

La localisation des failles est souvent imprécise et change selon l'interprétation des données que peut faire chaque géologue. Utiliser la position d'une faille sur la carte est loin de garantir qu'on ne va pas avoir de la fracturation directement dans des zones de failles. Voici un exemple concret qui ne vient pas de l'Ohio, mais bien du Québec:



Figure 4 Carte de localisation du puits A276 (Leclercville No1a HZ) par rapport à la position connue de la faille Yamaska et de la ligne Logan (à plusieurs km de distance dans chaque cas).

Bien que situé à plusieurs km de toute faille (fig. 4 ci-contre), ce puits a recoupé au moins sept failles bien réelles (fig. 5). Toutes les failles géologiques se présentent dans la réalité comme des zones qui peuvent comporter plusieurs "répliques". Le grand décalage stratigraphique se décompose alors dans le roc dans une multitude de décalages individuels. La figure 5 est typique de ce qui se passe dans la réalité. Les failles sont souvent des zones qui s'étendent sur plusieurs centaines de mètres et qui s'écartent ainsi de la position indiquée sur une carte géologique. Les cartes géologiques tracent avec un seul trait par simplification ce qui en réalité est beaucoup plus complexe.

La faille Jupiter n'est pas la seule faille connue à Anticosti; la carte 3-2 page 21 du [rapport ATRA01](#) en montre 26 autres, ainsi que 4 gros dykes (intrusifs dans des zones de fractures). L'extension réelle de ces autres failles est encore très mal

définie. Leur nombre et leur position approximative ayant été obtenus, non pas par observation directe, mais par interprétation de relevés géophysiques.

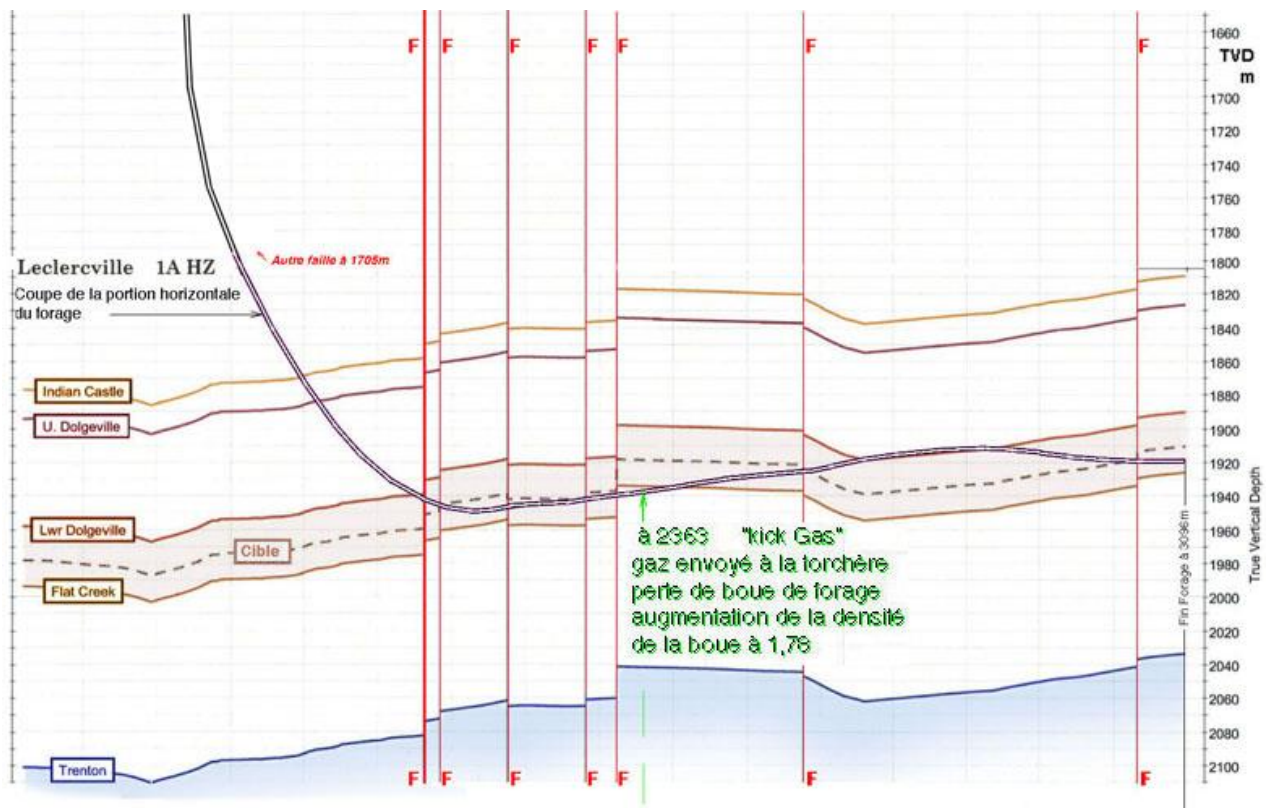


Figure 5 Vue en coupe de la partie horizontale du puits fracturé Leclercville No1a HZ.; sept failles recoupées.

La fracturation naturelle est omniprésente dans toutes les roches de couvertures au dessus du shale qu'on projette de fracturer. La présence de failles ajoute évidemment des voies très propices pour la migration des contaminants. C'est la raison pour laquelle l'absence d'une épaisseur minimale de 1000m entre le bas des nappes et le haut de la fracturation constitue un paramètre si essentiel. Les scénarios en font abstraction totalement.

Notes sur l'étude ATRA01. Son chapitre 4 utilise un scénario avec 6800 puits mais arrive à une production totale de 548 Mbarils, très proche de 584 Mbarils du scénario optimisé; plus de puits, mais moins de pétrole. C'est en fait le scénario PLUS qui est utilisé dans cette étude pourtant récente et non pas le scénario optimisé du rapport AECNo1-No2. On peut penser que la couverture du terrain dans le scénario optimisé est celle des 4155 puits du scénario MOINS. Il n'y a cependant aucune carte de localisation pour ce scénario.

Le rapport ATRA01 a l'avantage de fournir des cartes donnant la localisation des plateformes, donc des puits; ils sont montrés en bleu sur la figure 6 ci-dessous.

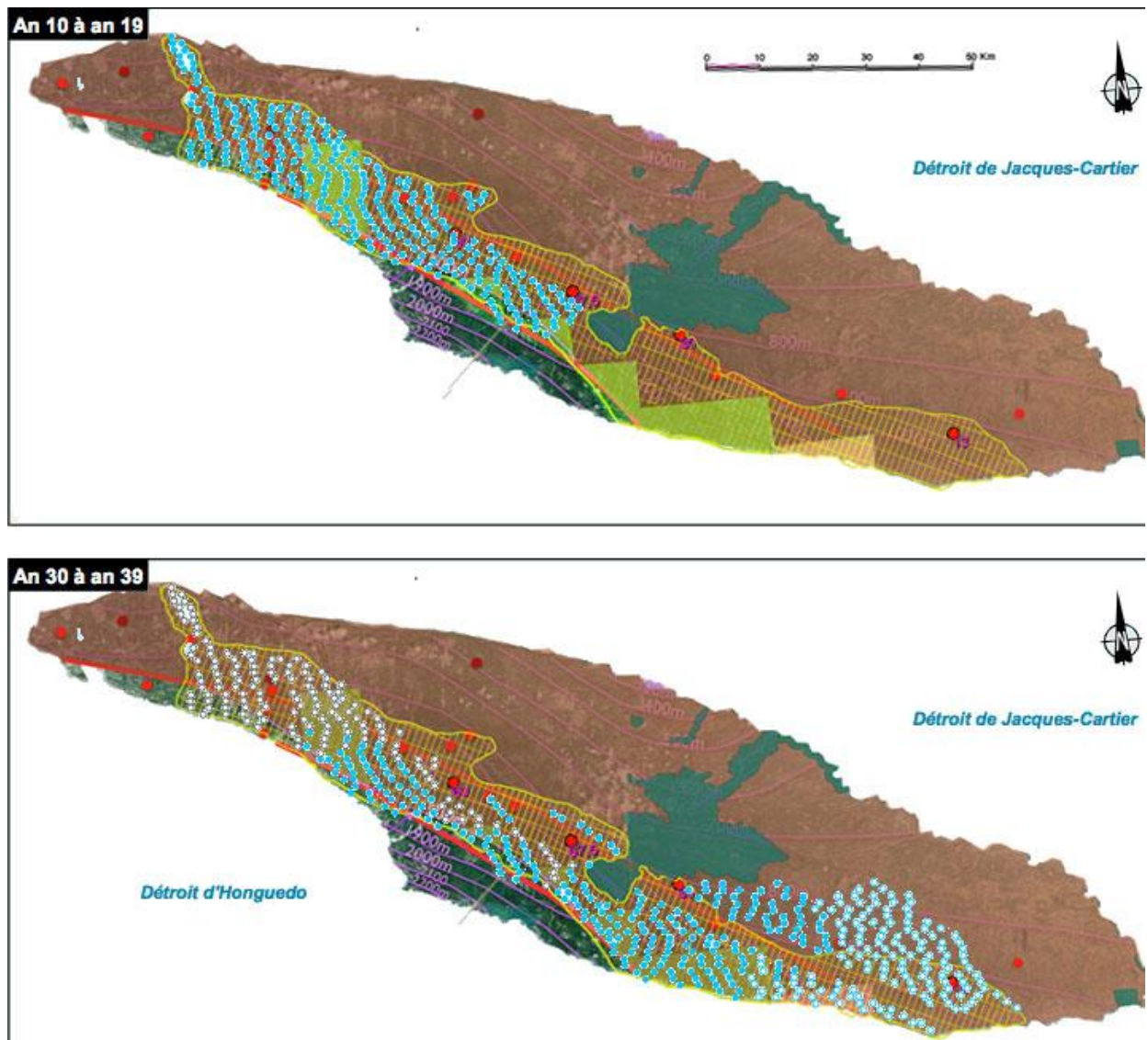


Figure 6 Deux cartes du rapport ATRA01 superposées sur le territoire montrant les permis et la zone où le shale donne une marge inférieure à 1000m entre la bas des nappes et le haut de la fracturation. Illustré: deux décennies de développement.

On notera que presque tout le développement envisagé dans les scénarios implique des puits qui ne respectent pas la **marge sécuritaire de 1000m** (zone en marron fig. 6). Il n'y a aucune analyse pour justifier cela dans aucun des rapports. La profondeur est de moins de 650m dans la partie N-O des premiers forages, donc elle est à moins de 450m sous le bas de la nappe. Ailleurs dans l'Île, la zone ciblée se colle sur la portion sud des permis d'Hydrocarbures Anticosti.

Dans un [communiqué récent](#), JUNEX se félicite de voir des scénarios qui englobent ses permis dans la partie sud. Sans avoir déboursé un sous dans le programme d'exploration en cours, les travaux valorisent ses actifs et les scénarios couvrent une portion plus élevée de ses permis que les propres permis de l'organisme qui défraie ces travaux d'exploration. C'est la même chose pour le petit détenteur d'un seul permis Transamerica Energy Inc. qui voit la totalité de sa superficie incluse dans chacun des trois scénarios (voir au bas de la fig. 6).

Au final. Que conclure de ce rapport AECNo1-No2 qui ne traite que des aspects financiers et qui n'inclus évidemment aucun coût des externalités? Nous constatons que cette étude a été très optimisée avec le choix d'un taux de récupération très élevé 5,9% appliqué à toute la zone, pour arriver à démontrer une rentabilité "brute" i.e. sans autres considérations que les coûts de production. On peut sur cette même base limité aux coûts de production arriver aussi à une conclusion (voir le tableau ci-dessous) contraire à celle des auteurs, qui eux concluent à une rentabilité.

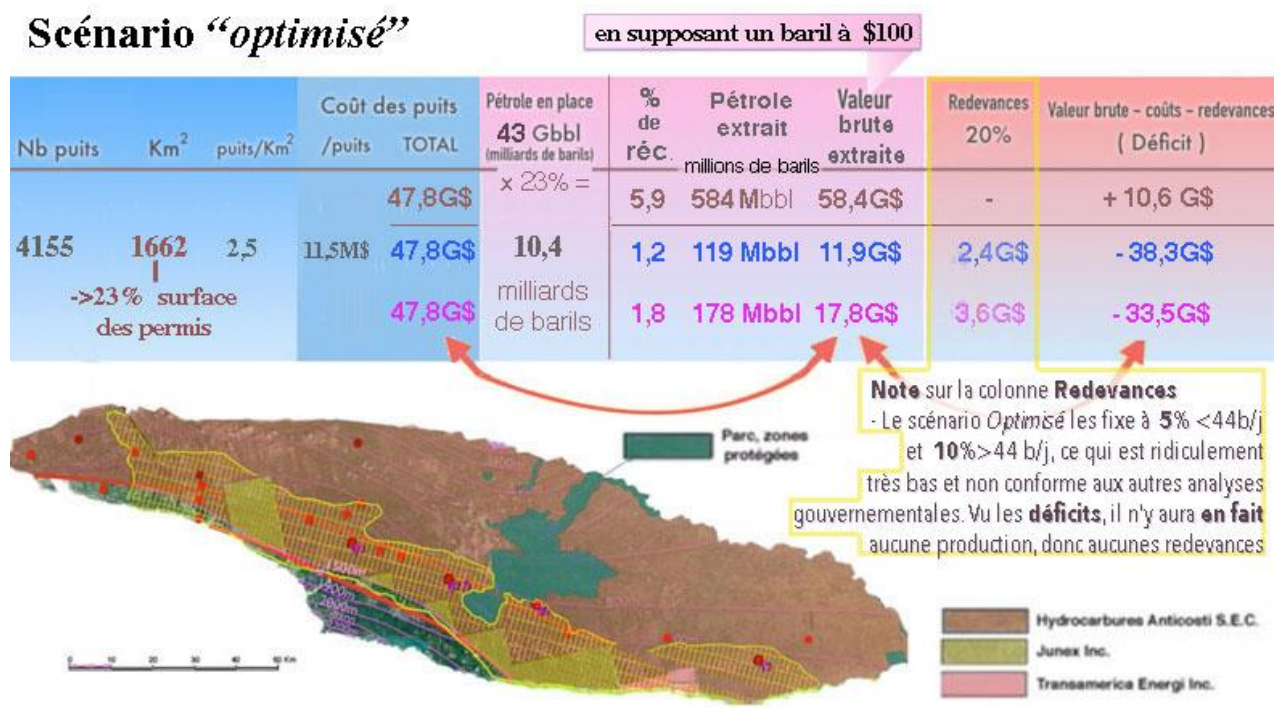


Figure 7 Comparaison des données du scénario optimisé avec le taux retenu (5,9%) dans l'étude ÉES avec deux autres taux 1,2% & 1,8% pour le pétrole, plus conformes à ce que est la moyenne - gisements de pétrole de shale réellement en exploitation.

Le tableau (fig. 7) ci-dessus montre qu'en prenant les mêmes paramètres que ceux choisis par les auteurs de l'étude ÉES, mais en choisissant des taux de récupération moyens comparables à ceux de quatre gisements en opération aux USA (1,2% et

1,8% pour Bakken, Eagle Ford, Niobrara et Avalon), on obtient alors pour Anticosti de très gros déficits d'opération. Nous avons rajusté dans ce tableau le coût unitaire moyen des puits à 11,5M\$, ce qui est beaucoup plus réaliste. Cependant, même avec un coût optimiste de 8M\$/puits, les déficits d'opération demeureraient considérables, comme dans les scénarios PLUS et MOINS publiés en mai 2015.

Dans un projet de cette ampleur il est assez courant de voir les études présenter une analyse économique sur deux ou sur plusieurs scénarios, pour donner une fourchette de valeurs possibles. On aurait pu penser que les scénarios PLUS et MOINS présentés sommairement en mai 2015, auraient reçu dans le rapport leur évaluation économique absente en mai dernier. Il n'en est rien; le rapport AECNo1-No2 ne complète l'analyse économique que sur un seul scénario. Les deux autres n'ont pas droit à cette présentation.

Est-ce que l'ajout du gaz que font les auteurs de l'étude AECNo1-No2 peut combler les déficits par un apport de revenu en gaz? La réponse la plus probable est NON. Le rapport AECNo1-No2 postule la présence d'une énorme ressource en gaz dans le Macasty, mais pas à partir d'un bilan démontré; ils utilisent la présomption qu'on tirerait des puits un million de pieds cubes pour chaque 50 barils extraits. On fixe aussi à 248000Gpi3 le volume en place dont on tirerait 11683Gpi3 dans les 4155 puits. Tout cela ne repose sur aucune donnée et c'est surestimé grossièrement. Il n'y a pas de bilan probant en rapport avec les ressources en gaz, encore moins d'estimé quant aux volumes récupérables. Tout comme pour le pétrole récupérable, le volume de gaz récupérable apparaît au premier abord surestimé par un facteur de 3 ou 4. Avec trois ou quatre fois moins de gaz, son exploitation ne serait pas rentable.

Ce qui est le plus probable c'est qu'il y aura du gaz qui viendra avec le pétrole dans les puits, mais il est fort possible qu'il ne soit pas en quantité suffisante pour rentabiliser les coûts des installations spécifiques à la production et l'exportation du gaz: réseau de gazoducs de collecte, liquéfaction/port méthanier, navire-usine ou gazoduc, etc. L'impact de la présence de gaz, vu l'insularité d'Anticosti, peut fort possiblement aggraver le déficit d'opération, et non pas le réduire. La question du gaz est l'élément le plus hautement spéculatif, celui qui repose encore sur le moins de données, celui aussi qui demanderait un très gros investissement (très à risque) dès le début du projet, avant 2020 selon le scénario.

* Incongru et pas très scientifique: une modélisation par définition en science est une méthode pour obtenir des données générales, extrapolées ou interpolées, à partir d'un nombre limité de valeurs concrètes ou de points d'échantillons vérifiés sur le terrain même. Le shale en Ohio, l'Utica en Montérégie et le shale Macasty ont une origine géologique similaire; ces trois unités stratigraphiques ont le même âge géologique et le même type d'environnement les a créé. Ce qui détermine par contre leur potentiel en hydrocarbures, c'est ce que des strates ont subi après: profondeur d'enfouissement géologique, température et pressions subies au cours des 450 millions d'années écoulées depuis leur formation, profondeur actuelle sous la surface, l'épaisseur locale du shale contenant les hydrocarbures, etc. Une foule de paramètres qui font qu'en réalité ces formations sont uniques, toutes distinctes les unes des autres.

La figure 2 montre trois shales cousins et de même âge. Une modélisation n'est valable que si elle se fonde sur des valeurs tirées de l'unité en cause, pas de données à 1600km de là. On n'utiliserait pas non plus les données de l'Utica en Montérégie pour modéliser Anticosti. C'est pourtant le shale du même âge géologique situé, de plus, à mi-chemin. Leurs paramètres sont distincts et spécifiques en chaque zone.

Il est heureux que notre système de santé n'ait pas encore découvert la *modélisation* que *Finance Québec* applique aux décisions d'investir à Anticosti. Vous avez deux cousins qui ont le même âge que vous, un habite aux USA (pourquoi pas en Ohio par exemple!), un autre en Montérégie et vous résidez à Port-Menier. On n'utilisera pas le bilan de santé de votre cousin des USA, ou celui de la Montérégie, dans la décision de vous opérer ou non du cancer de la prostate, même si vous êtes cousins et du même âge. Heureusement on vous demandera pour ce type de décision d'aller passer vos propres analyses.

** Les valeurs du scénario *optimisé* sont les suivantes:

pétrole total produit sur 75 ans : 584 Mbarils
 pétrole en place pour tout le territoire des permis: 43000 Mbarils
 % du territoire des permis exploité avec les 4155 puits : 23%
 pétrole en place dans 23% (exploité avec 4155 puits): 9890 Mbarils (= 23% de 43Gbarils)
 pétrole produit/pétrole en place (584/9890) = taux de réc.: **5,9%**

Les auteurs du rapport AECNo1-No2 indiquent obtenir l'estimé de pétrole récupérable (584 Mbarils) en transposant à Anticosti les paramètres d'un gisement "comparable" en Ohio, celui formé par le shale Utica et la formation shale et calcaires Point Pleasant. Or les évaluations pour ce gisement indiquent plutôt pour une valeur moitié moindre: **3%** (voir la conclusion de **Final Report July 1, 2015** et cela dans les *sweet spots* - tableau ci-contre, tiré du rapport). C'est là une disparité qui mériterait d'être éclaircie.

Table 9-10. Approximate current recovery factors based on recoverable and in-place resource estimates.

Resources	Oil (MMbo)*	Gas (Bcf)*
Recoverable Resources	2611	889,972
Original In-Place Resources	82,903	3,192,398
Current Recovery Factors	3%	28%

* = estimated volume in the sweet spot area; sweet spot area is as defined to estimate remaining recoverable resources (Figure 9-8); MMbo=million barrels of oil and Bcf=billion cubic feet of gas

ADDENDUM le 8 novembre 2015. Huit jours avant la date du début des consultations

publiques, qui constitue la voie offerte aux experts indépendants et au public en général pour s'exprimer devant la Commission, à peine la moitié (tableau ci-dessous) des études de l'ÉES spécifique à Anticosti sont disponibles: **15 études publiées VS 13 études "disponibles sous peu"**. Cela dénote un mépris pour entendre des points de vue externes dans ce processus ÉES gardé sous l'étroit contrôle de certains fonctionnaires au gouvernement, qui rédigent eux-mêmes la majorité des rapports d'étude (22 des 28). La consultation s'annonce comme un processus pour la forme dans un contexte d'orientations en apparence déjà privilégiées. Les délais ridiculement courts sont là pour limiter les possibilités de voir des opposants rédiger des contre-mémoires étoffés.

Tableau des études de l'ÉES ANTICOSTI - Rapports (OUI/non) disponibles en date du 8 novembre 2015

Rapport	CODE	Sujet de l'Étude
OUI	AECN01	Scénarios de développement détaillés- Anticosti
"	AECN02	Rentabilité commerciale (rapport inclu dans AECNO1)
OUI	AENV01	émissions de gaz à effet de serre
OUI	AENV02	besoins en eau
OUI	AENV03	cours d'eau/ besoins en eau
non	AENV04	Caractérisation biophysique
non	AENV05	zones de contraintes
OUI	AENV06	bassins versants
non	AENV07	l'impact sonore
non	AENV08	dispersion atmosphérique des contaminants
non	AENV09	milieux aquatiques particulièrement sensibles
non	AENV10	macroinvertébrés benthiques
non	AENV11	risques des rejets d'eaux usées
OUI	AENV12	contaminants des eaux usées de sondage
OUI	AENV13	toxicité - déversements d'hydrocarbures
non	AENV14	critères- qualité d'eau de surface
OUI	AENV15	mesures d'urgence environnementales
non	AENV16	communautés biologiques aquatiques- vs hydrocarbures
non	AENV17	Élaboration d'un projet type
OUI	AENV18	habitat du saumon VS déversements accidentels
OUI	AENV19	population de cerfs de virginie VS activités pétrolières
OUI	AENV20	Portrait faunique de l'île d'Anticosti
OUI	AENV21	mouvements dans le sol et le roc
OUI	ASOC01	Portrait social et économique de la population
OUI	ATRA01	Infrastructures de transport des hydrocarbures
non	ATRA02	besoins - infrastructures routières
non	ATVS01	Externalités et mesures d'atténuation/compensation
non	ATVS02	Analyse avantages-coûts-développement hydrocarbures