

Analyse des deux scénarios du MERN pour le pétrole d'Anticosti

Marc Durand, Doct-ing. en géologie et géotechnique

Mai 2015

Le gouvernement a mis en ligne une [présentation des scénarios](#)¹ de développement pétrolier du shale Macasty à Anticosti. Bien que ce document soit présenté comme un diaporama pour informer les résidents d'Anticosti (ce qui a été effectivement le cas le 7 mai 2015 à Port-Menier devant une trentaine de personnes), les scénarios répondent en fait à un engagement contractuel du gouvernement envers la firme WSP Canada Inc. [pour une analyse des besoins en pipelines et infrastructures de transport à Anticosti](#)². Le gouvernement s'est engagé à fournir ces scénarios de développement sans lesquels, WSP ne pourrait faire aucun travail utile; en effet comment fournir d'ici la fin juin (ce qui est prévu à l'appel d'offres) une étude de \$210800 pour des plans de pipelines et les voies d'accès aux puits, si on ne sait même pas où seraient ces puits. Les résidents d'Anticosti seront peut-être déçus de voir que ce n'est pas pour les consulter qu'on a produit ces scénarios; leur opinion n'aura aucun impact sur les travaux de la firme WSP Canada Inc.

Faits saillants de la présentation des scénarios :

- 1- Plateformes de 10 puits espacés de 250m sur 1,25 x 3,2 Km² (4Km²), ce qui donne une densité de puits de 2,5 puits/Km².
- 2- On annonce une production mixte de pétrole et de gaz naturel; une première ici car les promoteurs n'ont insisté auparavant que sur l'exploitation du pétrole, seul jugé intéressant commercialement à Anticosti.
- 3- On annonce que les permis de Junex et TransAmerica sont impliqués respectivement à 50 et 100% dans les scénarios, mais c'est le cas pour à peine 30% des permis d'Hydrocarbures Anticosti S.E.C. Junex n'a pas trouvé de partenaire industriel et n'a donc pas d'activité de forage dans le cadre de l'ÉES, [contrairement à ce que le gouvernement avait annoncé en février 2014](#)³. TransAmerica est une petite société de Vancouver encore moins présente que Junex. Pour prévoir ainsi deux scénarios qui les implique, y a-t-il des ententes non dévoilées dans ces scénarios?
- 4- On indique une activité de construction très étalée dans le temps: 122 puits/an en

moyenne dans un scénario "*Moins*" ou construction des puits étalés sur 50 ans en moyenne donc 130 puits/an dans l'autre scénario. À ce rythme, on aura des coûts par puits bien supérieurs à ceux en vigueur aux USA où dans chacun des principaux gisements, c'est plutôt 130 à 150 puits *par mois* qui ont permis des coûts un peu sous les 10M\$/puits. Avec un dixième de l'activité comparable dans les autres gisements, c'est à des coûts majorés qu'on devra s'attendre à Anticosti, sans compter l'effet de l'isolement de l'Île.

5- Deux scénarios un *Plus* et un *Moins* sont décrits; tous les deux indiquent que "*La zone débute à 40 km de la pointe Ouest de l'île.*" Or il est facile de constater que c'est plutôt à 26Km à peine depuis la pointe Est et donc à moins de 14Km des résidences de Port-Menier que débiterait la fracturation.

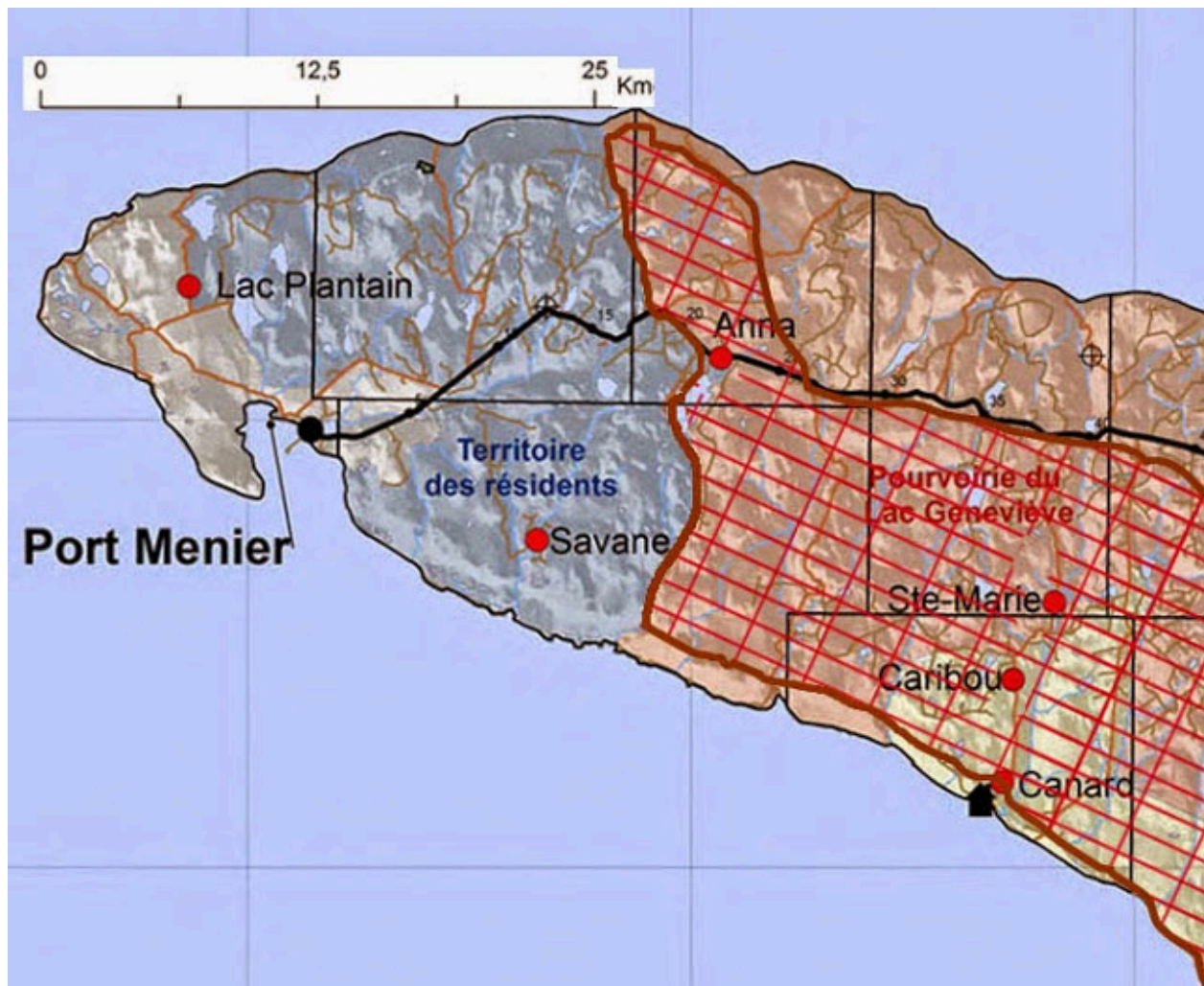


Figure 1 Port-Menier et le début des zones couvertes des puits proposés.

Commentaires:

1- J'ai mis en ligne en 2014 une présentation où les plateformes couvraient 3,2 Km²; j'indiquais qu'il faudrait entre 12000 et 15000 puits pour couvrir 6000 Km² de gisement à Anticosti et que le coût de 12000 se chiffrait à 120G\$, trois fois plus que la valeur du pétrole exploitable. Avec une densité de 2,5 puits/Km², c'est donc la valeur supérieure (150G\$ - milliards de dollars) qui se serait compatible avec ce que le MERN confirme comme densité de puits.

2- La présence de gaz associé constitue un problème plutôt qu'un avantage à Anticosti, en raison de l'isolement géographique de l'Île. Le transport du méthane est autrement plus complexe et plus coûteux que le pétrole. Les promoteurs n'ont jusqu'à maintenant mis de l'avant que la présence de pétrole. Que fera-t-on du gaz? Brulé à la torchère comme au Dakota faute de rentabilité? Un port méthanier à plusieurs milliards? Un gazoduc sous-marin? Deux solutions irréalistes en raison de leur coût et de la faible valeur compétitive du gaz produit à Anticosti.

3- La très grande partie des permis pour lesquels le Québec a payé le gros prix (ceux que détenaient Pétrolia-Corridor) sont impropres à y envisager une exploitation. Les deux scénarios publiés par le MERN⁵, qui sont décrits décrits ci-dessous, le confirme.

4- On postule une production des puits durant 25 ans! Or on sait que les puits dans le cas d'exploitation de shale fracturé donnent entre 60 et 75% de leur production commerciale durant la première année, 15 à 20%, la seconde. La production est marginale après moins de cinq ans, car elle décline de façon exponentielle. Le nombre de 25 ans de production s'applique dans les puits conventionnels. C'est une grossière surestimation de penser qu'on va garder ces puits productifs commercialement sur un quart de siècle. Par contre l'idée de garder ainsi les puits ouverts pendant 25 ans me plaît pour une tout autre raison: cela mettra en évidence le vieillissement des aciers et coulis de scellement. On sera à même de constater le beau gâchis des puits fuyants⁶, bien avant leur obturation définitive. Ces coûts seraient bien réels et s'ajouteraient aux coûts initiaux des puits.

Les deux scénarios

Nonobstant le fait que l'ÉES-Anticosti ne fait qu'amorcer ses études et nonobstant le fait qu'on a même pas encore pris la peine de vérifier si la production de pétrole à Anticosti est envisageable au point de vue économique, le gouvernement présente deux scénarios d'implantation de puits. Ces scénarios sont requis comme données de base dans l'étude externe⁷ commandée en avril pour l'implantation de pipelines

pour relier les puits. Les deux scénarios (figure 2 et 3 ci-dessous) sont tous les deux implantés dans une partie de l'Île qui ne permettra pas de respecter une norme de l'industrie: une **distance séparatrice de 1000m**⁸ entre le haut de la fracturation et le bas des nappes phréatiques. La presque totalité (96,5%) des permis d'hydrocarbures Anticosti S.E.C. sont dans cette zone d'exclusion. Le gouvernement qui a fait adopter l'an passé des **dispositions scandaleuses**⁹ spécifiquement pour les besoins de ces permis, situe ses deux scénarios en plein dans cette zone d'exclusion.

Scénario Moins: 3900 puits "La zone exploitable du scénario « Moins », une fois les contraintes prises en compte, représente de 25 % à 30 % du territoire sous permis de l'île." Avec 6500 puits on drainera 1560Km², ce qui est 21% de la superficie des permis. On occupera peut-être 25 à 35% des permis, en laissant ça et là des zones non touchées, mais pas 25 à 35% du pétrole en place.

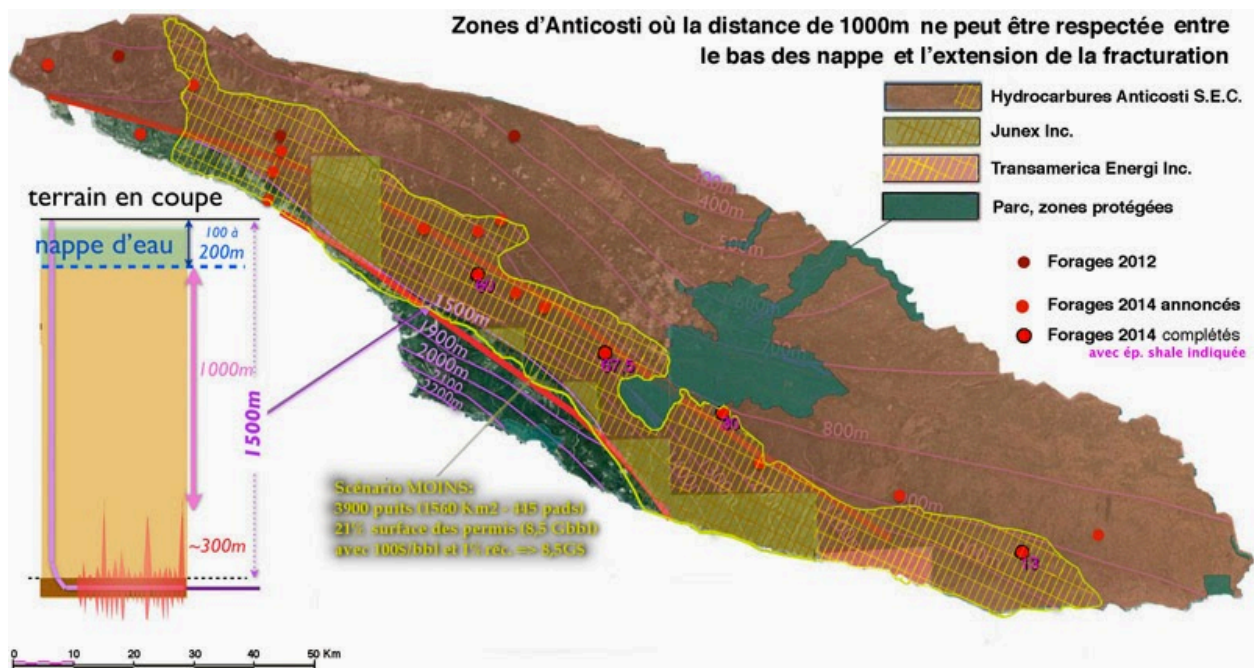


Figure 2 Le scénario **MOINS** qui s'étalerait sur 32 ans de construction et 56 ans d'exploitation.

Scénario Plus: - 6500 puits "La zone exploitable du scénario « Plus », une fois les contraintes prises en compte, représente de 35 % à 40 % du territoire sous permis de l'île." Avec 6500 puits on drainera 2600Km², ce qui est 35% de surface des permis, pas 40%.

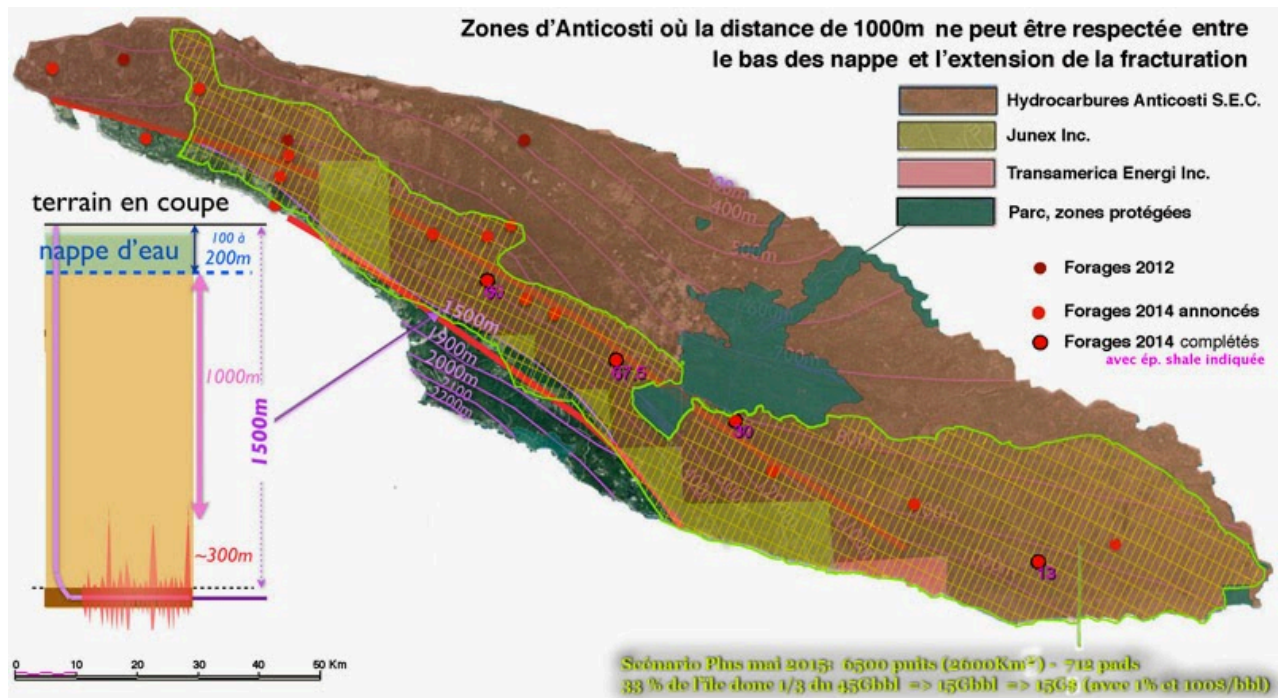


Figure 3 Le scénario **PLUS** qui s'étirerait sur 50 ans de construction et 75 ans d'exploitation.

Chacun de ces scénarios mène à constater l'absolue impossibilité économique d'exploiter Anticosti. En effet, tous les scénarios donnent des déficits d'exploitation, sur la simple base des coûts de forages versus la valeur brute du pétrole qui serait récupéré. C'est une analyse qui comporte beaucoup de chiffres, mais si vous avez la patience de suivre ces calculs pas trop abstraits, vous avez **une vidéo qui explique les données*** du tableau montré ci-dessous :

* <https://youtu.be/t0pQ-JjODZQ>

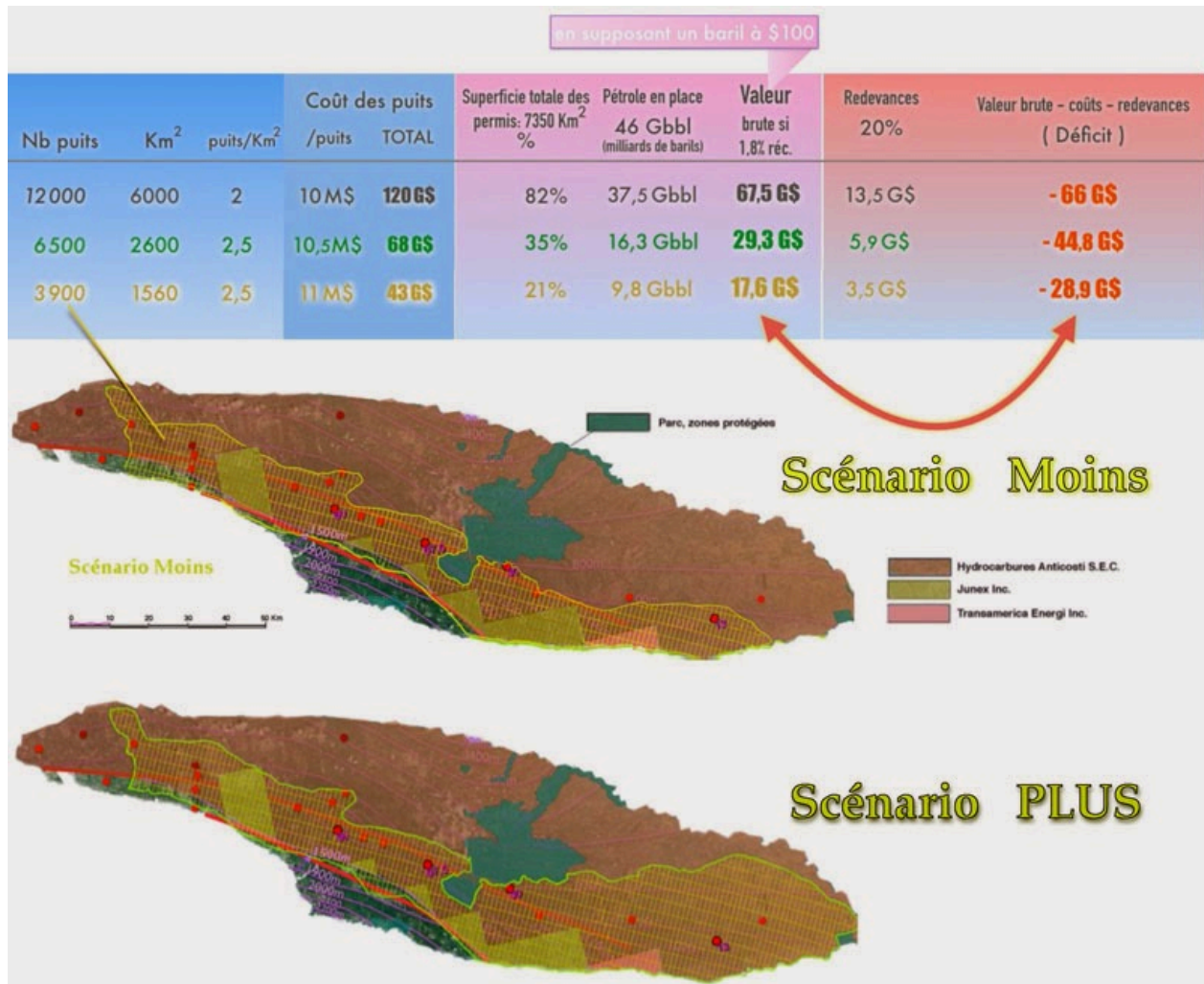


Figure 4 Les coûts, revenus et déficit prévisibles avec les scénarios PLUS et MOINS avec un baril à 100\$.

Les valeurs du tableau (Figure 4) sont basées sur un prix à 100U\$ le baril. Dans la présentation vidéo, je fais une analyse pour deux prix: 100\$ et pour 60\$. Dans l'entrevue à RDI Économie le 21 mai 2015¹⁰, nous avons également présenté les valeurs avec un prix du baril à 150\$.

Cependant il est important de préciser que les valeurs de coûts et déficits qui en résultent comme présentés à RDI ne tenaient pas compte du facteur EROEI. L'effet de ce facteur qui est très important dans le cas des gisements non conventionnels comme le shale Macasty à Anticosti; j'ai commenté cet impact dans mon billet de mai 2015 (*L'EROEI et la rentabilité fuyante d'Anticosti*¹¹). Ci dessous, voici les valeurs plus justes en tentant compte de l'impact sur le coût d'extraction que produirait un prix à 150%/baril:

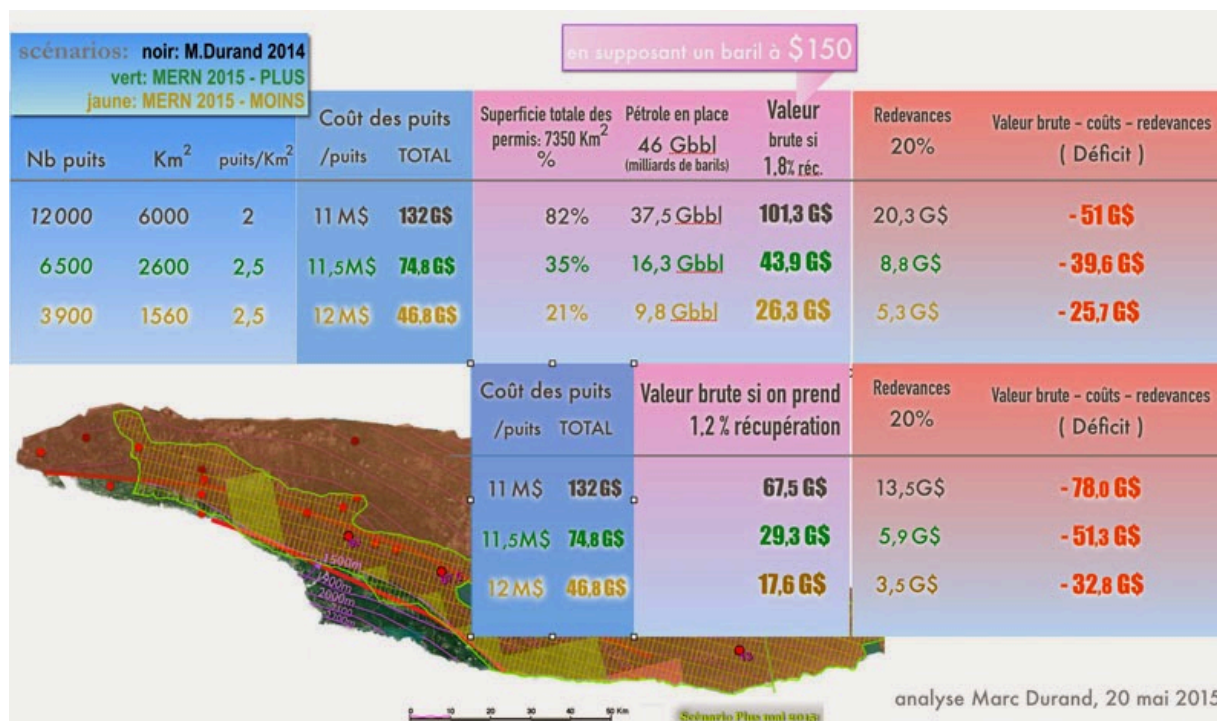


Figure 5 Les coûts, revenus et déficit prévisibles avec les scénarios PLUS et MOINS avec un baril à 150\$ en appliquant un effet EROEI sur le coût des puits.

Dans ces gisements conventionnels l'EROEI est un outil qui permet de connaître la condition d'exploitabilité ou non d'un gisement, pratiquement indépendamment du prix du pétrole. En effet si le gisement est non économique et qu'il a un facteur EROEI près de la limite de la rentabilité, il demeure non exploitable, même quand le prix du pétrole monte, car les coûts de production montent de façon simultanée; l'extraction doit consommer elle-même une énergie plus coûteuse.

Pour donner plus concrètement un exemple de l'impact de l'EROEI avec le cas des deux scénarios PLUS et MOINS du MERN, les deux tableaux suivants donnent les valeurs des coûts dans un contexte hypothétique où le prix du baril de pétrole serait rendu à 200\$ et à \$300. On a alors des majorations respectives de 2M\$ et 4M\$ des coûts unitaires des puits qui résultent des dépenses d'énergie pour extraire et de l'impact inflationniste sur d'autres éléments du coût des puits qui sont indexés à ce nouveau prix élevé du pétrole:

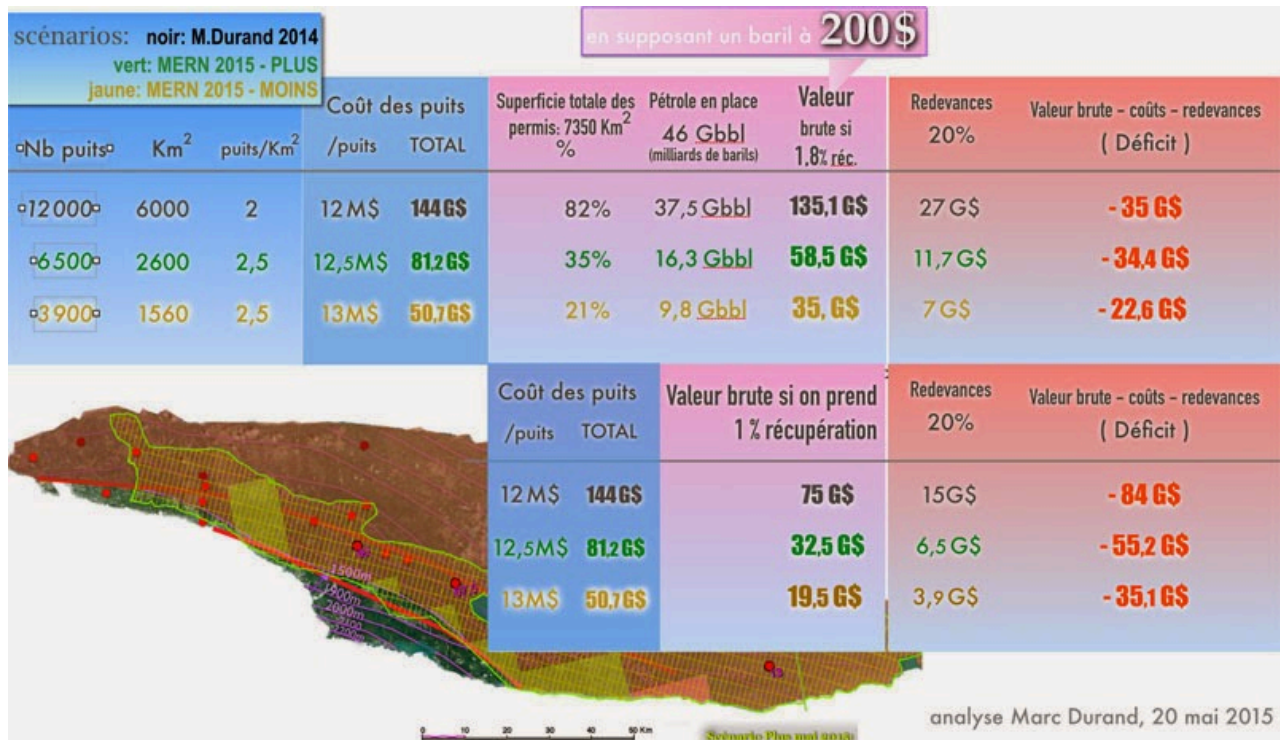


Figure 6 Les coûts, revenus et déficit prévisibles avec les scénarios PLUS et MOINS avec un baril à 200\$ et en prenant en compte l'effet de l'EROI sur le coût des puits.

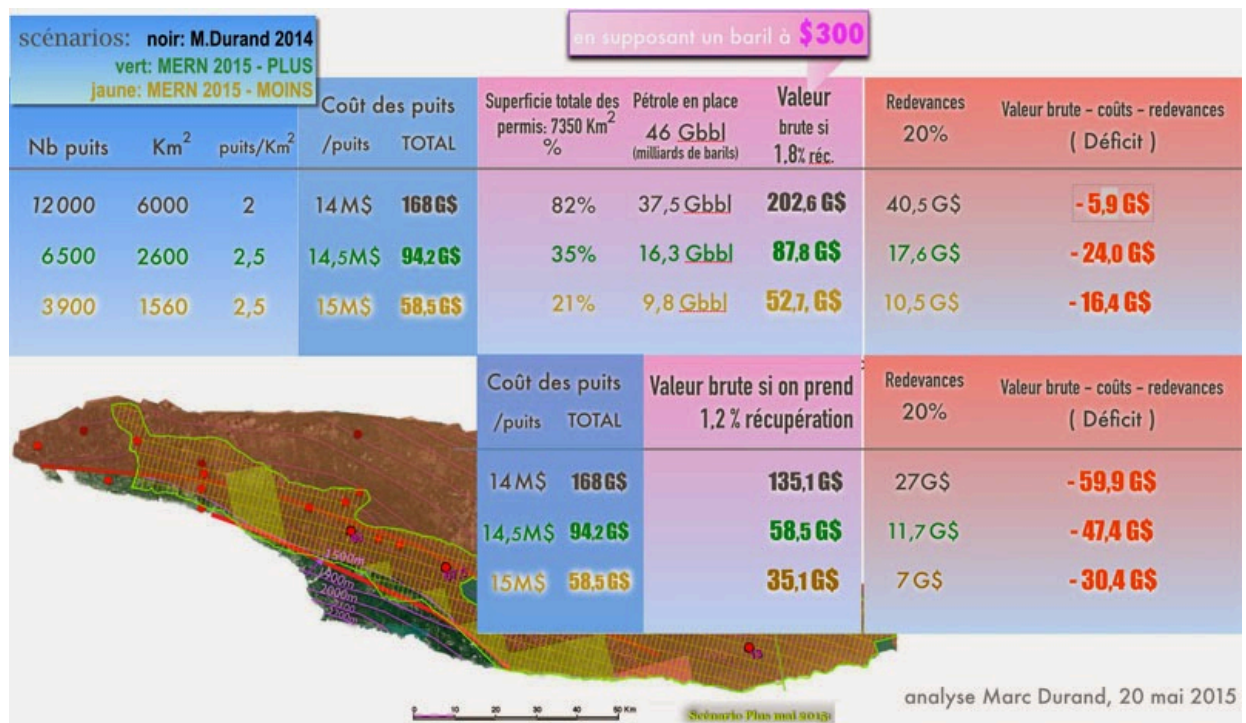


Figure 7 Les coûts, revenus et déficit prévisibles avec les scénarios PLUS et MOINS avec un baril à 300\$ en appliquant un effet EROEI sur le coût des puits.

On constate facilement que les déficits dans les scénarios sont tout aussi significatifs que dans le tableau établi avec une valeur à 100\$. Un gisement marginal non rentable demeurera toujours non rentable.

Je termine par une dernière précision à propos des montants indiqués comme redevances; monsieur Fillion a fait cette remarques le [21 mai à RDI Économie](#)¹²: "*... mais il y a des retombées économiques, il y a des retombées sur l'emploi; le gouvernement touche six milliards de redevances ...*". L'objectif premier de la mise en tableau de ces données c'est essentiellement pour voir si il y a *oui* ou *non* un gisement exploitable à Anticosti et non pas pour faire un bilan complet de ce qui en serait les retombées si on arrivait à y faire une exploitation. Dans ce dernier cas il est vrai qu'il y aurait d'autres paramètres à prendre en considération, comme les emplois créés, les taxes, etc. Mais ce n'est pas du tout pertinent à cette étape-ci. Ces tableaux sont présentés pour permettre à un investisseur de voir si *oui* ou *non* il y a une rentabilité possible et cela inclut dans mon esprit le gouvernement et les fonds publics qu'il décide d'y mettre. Un investisseur "se fout" de savoir combien d'emplois il va créer à cette étape-ci et quelles retombées il y aurait. Un investisseur veut simplement savoir si Anticosti est un gisement exploitable économiquement; dans cette étape décisionnelle ce qu'il doit regarder c'est ce qu'il y a pour lui dans la colonne des dépenses et ce qu'il y a comme valeur extraite dans la colonne des revenus. Les redevances sont ajoutées ici comme *dépenses* ici dans les tableaux, car si des barils sont extraits, il y aura des coûts de redevances automatiquement et l'investisseur doit inclure cela dans cet examen initial.

Comme le Québec n'a toujours pas de loi sur les hydrocarbures, le taux de redevance réel est encore dans un *flou artistique*. Nous avons pris une valeur de 20% de façon extrêmement conservatrice, car les hypothèses en cours actuellement vont jusqu'à des taux de 40%. Quarante pour-cent creuserait encore plus le côté déficitaire de l'aventure.

Taux de redevance proposés pour la production de pétrole en milieu terrestre, en fonction du prix et du volume de production

Politique énergétique 2016-2025 HYDROCARBURES FOSSILES Tableau 8.2 p.50

Scénario de production	Faible			Moyen		Fort	
Volume moyen par jour (en barils)	25	50	75	200	300	600	800
Prix (\$/baril)*	Taux de redevance applicable (%)						
50 \$	5,0	5,0	10,0	21,3	25,8	31,8	35,0
75 \$	8,3	13,3	18,3	29,6	34,1	40,0	40,0
100 \$	16,7	21,7	26,7	37,9	40,0	40,0	40,0
125 \$	25,0	30,0	35,0	40,0	40,0	40,0	40,0
150 \$	25,0	30,0	35,0	40,0	40,0	40,0	40,0

Figure 8 Taux de redevances proposés dans le document Fascicule 6 – Hydrocarbures fossiles¹³.

Comme tous les scénarios ne montrent que des valeurs à l'encre rouge, il n'y aura pas d'exploitation, donc pas de redevances. C'est inutile, tant qu'on a pas aucun bilan positif, de fabuler sur les montants des redevances et de les considérer avec les taxes etc. du côté positif pour la société. Il n'y a pas normalement dans cette industrie de décision d'investissement tant que n'apparaît pas dans un calcul prévisionnel un minimum de 15% en surplus de revenu par rapport à l'investissement à faire. À Anticosti, par exemple dans le scénario PLUS de la figure 5, l'investissement à faire c'est 74,8G\$ et le déficit oscillerait entre -39,6G\$ (réc.=1,8%) et -51,3G\$ (réc.=1,2%) alors que le minimum de 15% positif souhaité serait +11,2G\$; un écart si considérable qu'il est hors de question d'appeler ça un gisement. Oubliez donc tout montant de redevances, taxes, impact indirect.

Il faut savoir qu'il y a dans le monde, sur tous les continents des roches sédimentaires à grain fin de type shale (ou schiste argileux). Plusieurs, (on en a recensé six cents) peuvent contenir de la matière organique, du kérogène, des hydrocarbures, c'est très courant. Même les roches des strates autour de Montréal contiennent des hydrocarbures disséminés en faible quantité; cela n'en fait pas des gisements. Comme ces unités géologiques s'étendent sur des milliers de Km² et sur des épaisseurs considérables parfois, le bilan qu'on pourrait y faire des quantités d'hydrocarbures en place amènent inmanquablement à des valeurs que les néophytes tendent à prendre pour des dollars enfouis. Or on n'a un gisement et une valeur économique que si c'est exploitable; sinon c'est seulement une unité géologique avec peut-être des milliards de barils en place, mais disséminés en faible concentration; il n'y a dans ce cas aucune valeur économique à leur attribuer.

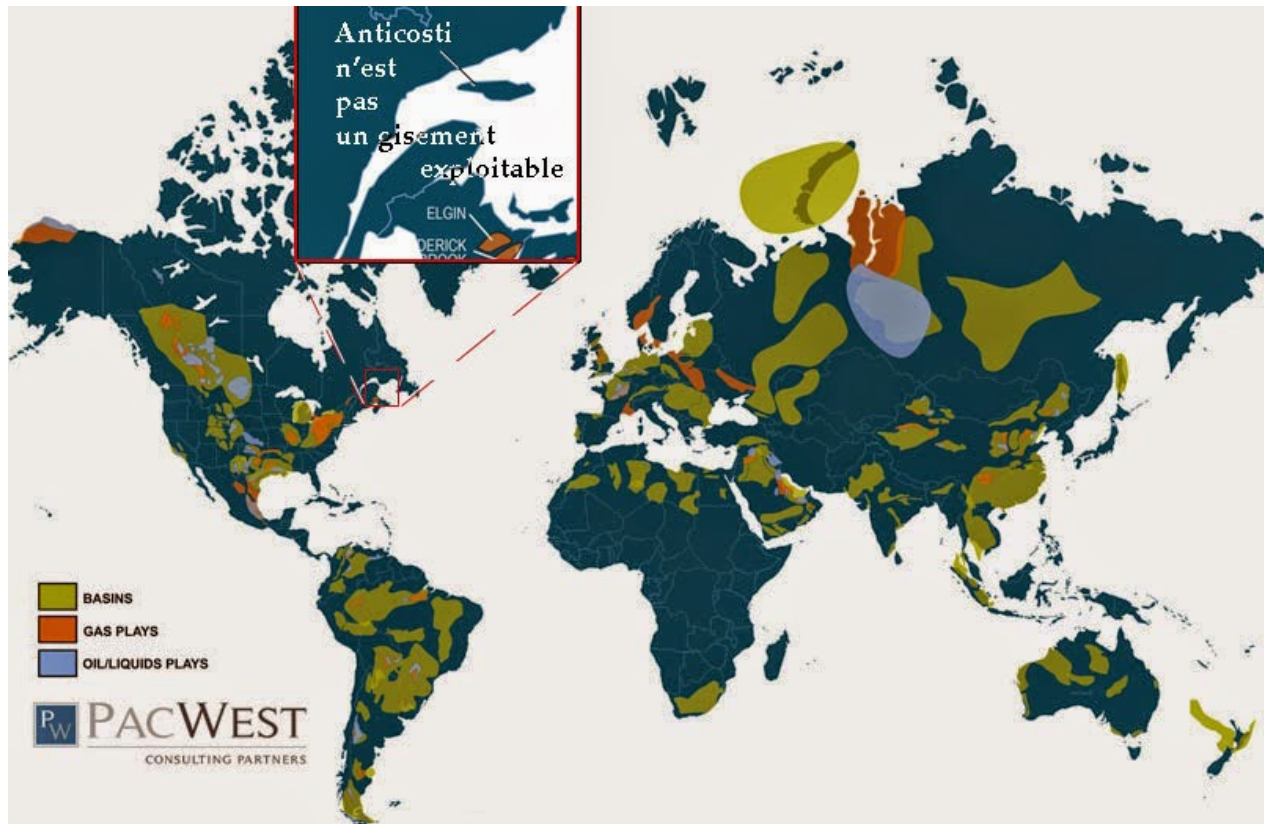


Figure 9 Sur les cinq continents, on a recensé >600 formations géologiques de type shale contenant des hydrocarbures; ce ne sont pas pour autant des gisements au sens économique du terme¹⁴.

Liens hypertextes :

¹ <http://bit.ly/1ILI8B9>

² <https://www.seao.ca/Recherche/adjudication.aspx?ItemId=47dcf320-5251-4dba-96aa-51ad16b7aeb3&returnto=%2FOpportunityPublication%2FConsulterAvis%2FCategorie%3FItemId=47dcf320-5251-4dba-96aa-51ad16b7aeb3%26SubCategoryCode=S6%26callingPage=4%26VPos=564&menu=&SubCategoryCode=S6&callingPage=4&Level2=AdjResults>

³ <https://www.premier-ministre.gouv.qc.ca/actualites/communiqués/details.asp?idCommunique=2380>

⁴ <http://rochemere.blogspot.ca/2014/07/12000-puits-et-pour-couvrir-le-gisement.html>

⁵ http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Presentation_Scenarios_Anticosti.pdf

⁶ <http://rochemere.blogspot.ca/2014/10/fuites-des-puits-dhydrocarbures-apres.html>

⁷ <https://www.seao.ca/Recherche/adjudication.aspx?ItemId=47dcf320-5251-4dba-96aa-51ad16b7aeb3&returnto=%2FOpportunityPublication%2FConsulterAvis%2FCategorie%3FItemId=47dcf320-5251-4dba-96aa-51ad16b7aeb3%26SubCategoryCode=S6%26callingPage=4%26VPos=564&menu=&SubCategoryCode=S6&callingPage=4&Level2=AdjResults>

⁸ http://rochemere.blogspot.ca/2014/07/dou-vient-la-norme-de-400-m-du_30.html

⁹ <https://youtu.be/QdKEOBeXa3c>

¹⁰ <http://ici.radio-canada.ca/widgets/mediaconsole/medianet/7291086>

¹¹ <http://rochemere.blogspot.ca/2015/04/leroei-ou-eroi-et-la-rentabilite.html>

¹² <http://ici.radio-canada.ca/widgets/mediaconsole/medianet/7291086>

¹³ http://www.politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/POLI_ENER_F6_22mai2015.pdf

¹⁴ http://pacwestcp.com/wp-content/uploads/2014/06/PacWest-Global_Plays-Map-2014.jpg