

Gaz de schiste – quelques réflexions d'un géologue

Ce qui est la raison de la précipitation actuelle de l'industrie pétrolière qui se rue sur le gaz de schiste du Québec est la quasi-absence de réglementation appropriée à ce type d'exploitation. L'industrie se rue actuellement là où ils ont le moins de contraintes. Le Québec a eu parfois eu cette image "république de bananes" pour la grande industrie minière. L'industrie gazière a su bien manœuvrer: elle a débauché quelques grands noms bien placés au gouvernement ou dans des ex-dirigeants de sociétés d'État. Le bon copinage avec le gouvernement, en y embauchant des "ex", est une bonne manœuvre pour s'assurer des entrées pour bien manœuvrer les politiciens restés en place, qui dans les faits sont assez peu compétents et informés sur cette question géologique. On va forer ici, parce que peu de choses ont été mises en place pour réglementer. Ailleurs dans d'autres états aux USA (NY, Pennsylvanie par exemple) les règlements seront de plus en plus limitatifs, et l'industrie sait qu'il faut faire vite ici aussi.

Le gaz est encore très abondant sur terre et il y a bien d'autres sources que le schiste pour le gaz. Les prix sont actuellement bas pour le gaz naturel. L'industrie voit malgré tout dans le schiste un profit possible avec la technique d'hydrofracturation, mais au fur et à mesure que les règles vont se mettre en place, la rentabilité pourra être compromise. Cette industrie ne garantit aucunement que tout ces puits, tous ces massifs de shale hydrofracturés ne seront tout simplement pas abandonnés, si l'extraction cesse d'être compétitive avec d'autres sources de gaz. Les impacts sur la circulation des eaux souterraines elle ne cessera pas pour autant. Il n'existe tout simplement pas de solution technique pour remettre le massif rocheux dans l'état qu'il avait avant. Les eaux souterraines de grande profondeur sont très salines, jusqu'à dix fois celle de l'eau de mer. Elles sont dans la nature confinées par les nombreuses couches de très faible perméabilité dans la superposition des strates géologiques. Les forages et les fracturations hydrauliques augmentent par plusieurs ordres de grandeur la perméabilité des massifs; ça met en communication hydraulique des zones perméables auparavant isolées. La formation d'Utica dans les

Basses-Terres, n'est absolument pas dans la réalité comme représentée sur les schémas simplistes des présentations de l'industrie: ils décrivent leurs opérations comme des forages dans une couche uniforme en profondeur à 1000 ou 2000m sous les aquifères. Deux visions biaisées car: 1) les communications sont possibles avec le bas des aquifères qui descendent à quelques centaines de mètres parfois sous la surface; 2) la formation d'Utica n'est pas uniforme et monolithique comme l'industrie gazière le présentait lors des rencontres avec le public.

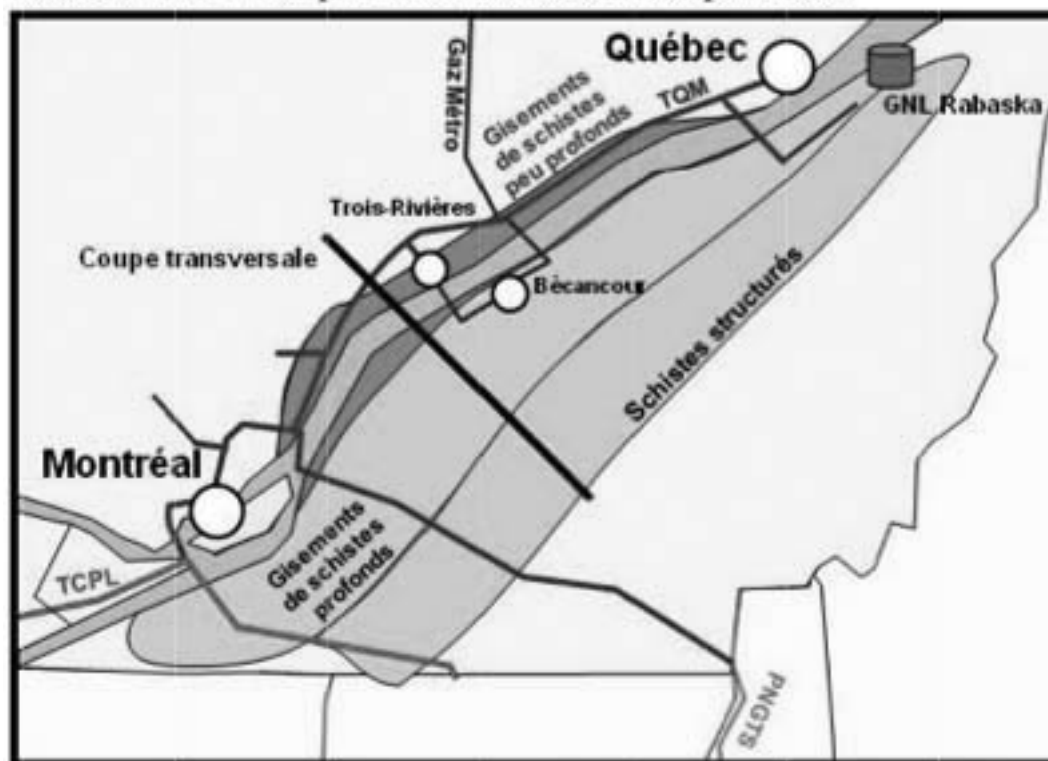
Autres grandes confusions présentées par l'industrie pétrolière: on passe sous silence la quantité de rejets contaminants minéraux que le processus engendre. Dans le reportage de "Découverte" du 14 novembre, la géologue Marianne Molgat de la cie Talisman de Calgary reprend une affirmation de sa cie à l'effet que les eaux trouvées dans les forages ne sont presque pas contaminées, "*moins salines que celles de l'océan*". Ici il y a une grande confusion, qui est fortuite ou volontaire je ne sais pas, entre la salinité réelle des eaux profondes et la salinité qu'on mesure, soit dans les eaux de forage, soit dans les eaux de retour d'hydrofracturation. On ne peut parler de la salinité **réelle** des eaux souterraines de l'Utica, comme de tout autre formation géologique, qu'en obtenant au fond du puits un échantillon **non dilué** par une technique ou l'autre ; les eaux de forage sont un mélange de deux eaux : 1-les eaux injectées par la technique et 2-les eaux naturelles (peu abondantes) déjà en place à l'état naturel. Pire, la salinité des eaux de reflux pendant et après l'injection de volumes énormes pour l'hydrofracturation dilue de façon extrême la salinité réelle. Les analyses des eaux de reflux ne constituent en aucun cas des données utilisables pour parler de salinité ou minéralisation des eaux de l'Utica. J'ai trouvé très peu de mesures fiables de la salinité réelle des eaux profondes dans les Basses-Terres du St-Laurent. Des analyses existent pour d'autres formations à ces grandes profondeurs et elles sont, comme c'est prévisible, très peu mobiles et extrêmement minéralisées. Des analyses d'eaux profondes naturelles et non diluées par apport extérieur existent : ex. Junex en a trouvé de tellement salées qu'elle peut les vendre comme remplacement du sel de déglacage au ministère des Transport! La firme les publicise ainsi sur son site WEB : La

salinité "varie de 200g/l à 360g/l, soit, à titre d'exemple, un degré de salinité 10 à 12 fois supérieur à celui de l'eau de mer" (source" <http://www.junex.ca/fr/storage/solnat.php>). Le Québec accorde des permis pour que cette eau, diluée plus de cent fois par celle utilisée dans l'injection, soit traitée dans des petites usines d'épuration, pas du tout conçues pour ce type de rejet minéraux. Le discours du gouvernement est fortement "contaminé" par la propagande de l'industrie. En fait, actuellement, presque toutes les données sont fournies par l'industrie du gaz; les ministères sont très mal équipés pour pouvoir faire des études indépendantes. La directive qui semble venir d'en haut est développement économique avant tout.

Dans les Basses-Terres du St-Laurent, les formations de shale et schiste (Utica, Lorraine) sont recoupées de très nombreuses failles et fractures dont on ne connaît probablement qu'un très faible pourcentage cartographié. Ces failles recourent toutes les strates, l'Utica et ce qui le recouvre, jusqu'en surface. Elles communiquent aussi avec les couches aquifères où sont implantés les puits. La circulation, les échanges sont extrêmement lents et à faibles débits dans les conditions naturelles du massif; tout change avec, pendant et après le processus d'extraction du gaz. Comme le suggérait l'expert Win McIntyre, ingénieur de l'État de New-York, interrogé dans le reportage de l'Émission Découverte dimanche dernier, "*aucune extraction de gaz ne devrait se faire dans les zones où existent des aquifères*". Pour le Québec, ça signifie aucune extraction dans les Basses-Terres du St-Laurent, qui sont entièrement occupées par un habitat rural qui dépend des ressources aquifères. On a même pas encore au Québec complété une cartographie de ces aquifères, qu'on risque de brader à vil prix. L'industrie, et pire, les ébauches de réglementation du gouvernement, ne discutent actuellement et ne présentent que les précautions qui sont prises PENDANT les opérations de forage. Rien dans cette problématique ne s'applique à ce qui peut survenir APRÈS l'abandon des puits dans le long terme.

Le shale ou schiste d'Utica recouvre des formations plus anciennes, de calcaire et de grès, qui sont perméables. Les rares analyses d'eau dans ces couches profondes montrent des salinités très élevées, bien supérieures à celle de l'eau de mer. Dans les conditions naturelles de la plaine agricole au sud du St-Laurent, ces eaux profondes sont actuellement bien confinées par les strates de schiste et shale qui les recouvrent. Le projet d'extraction des gaz de schiste dans la plaine du St-Laurent implique de fracturer de façon irréversible la couche la plus imperméable dans le substratum sur près de 10,000 km² pour extraire du gaz emprisonné. Cette couche a une épaisseur variant entre 90 et 300m; le gaz est présent dans la faible porosité d'environ 3%. L'hydrofracturation est une technique extrême qui fracture en place une couche imperméable sur une grande partie de la plaine habitée entre Montréal et Québec.

Schistes d'Utica et emplacement des tendances de production



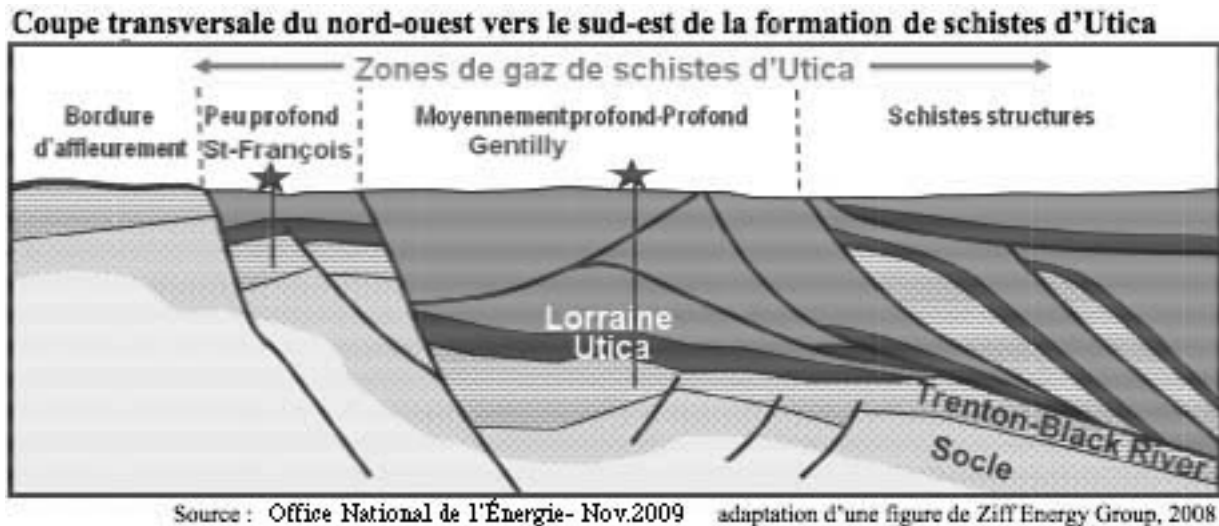
Source : Office National de l'Énergie- Nov.2009 adaptation d'une figure de Ziff Energy Group, 2008

Cette technique est appliquée depuis peu seulement aux massifs de schiste; elle vise à fracturer des volumes énormes et ne permet de récupérer, qu'environ 20% du gaz

contenu. Quand le débit des puits de gaz ne sera plus jugé rentable, il restera quand même 80% du gaz en place. Qu'advient-il des circulations d'eau et de ce gaz dans le massif nouvellement fracturé, durant les décennies qui vont suivre, quand les cibles gazières auront plié bagage et encaissé leurs profits? Dans plus de 10000km² (voir la figure ci-dessus), gaz et eaux des profondeurs vont circuler dans un massif de schiste et shale devenu des milliers de fois plus perméable. Les contaminants et les gaz pourront migrer des milliers de fois plus facilement qu'avant. Ils pourront à coup sûr rejoindre les nappes de surface par les nombreuses fractures et failles naturelles présentes et probablement aussi par les milliers de puits de captage qui ne sont jamais aussi bien obturés que la roche qui était là auparavant.

Avec les années, des tubages vont se corroder. Il y a aussi la question de comportement à long terme des coulis de scellement mis en place dans les puits. Ils sont testés pendant la mise en place des forages, car c'est indispensable tout bêtement pour la production ; ils montrent souvent des lacunes dans une grande proportion des forages (un cas sur deux). Garantir que la mise en place du coulis est parfaite et ne laisse aucun vide entre le tubage et le roc sur 1, 2 même 3 Km de forage est déjà un exploit lors des travaux, ce qui est rarement atteint. Comment se comportera le colmatage une fois la fin de la production et l'abandon du puits ? Les coulis se dégradent en présence d'eaux très salines, comme c'est le cas dans les couches profondes de l'Ordovicien du Québec. Sur les 20 000 trous qui connecteront la surface avec la nouvelle couche perméable, qu'on devra renommer « Utica transformé », il y aura année après année des puits qui se dégradent, de nouvelles connexions hydrauliques vont apparaître et se multiplier, en commençant par les puits qui auront eu le plus de lacunes et de vices de colmatage. Nos descendants vont pester et faire face à une tâche bien complexe de régler chacune de ces nouvelles connexions. Comment seront gérés ces problèmes et quel en sera le coût ? Je n'ai pas l'expertise d'un économiste-évaluateur de risque, mais je pense que même dans la plus optimiste des évaluations, les coûts dépassent de beaucoup toute la somme de la valeur actuelle de ce gaz. Pour avoir une idée de ce

que coûte en batailles d'avocats, en frais d'études, en mesures mitigatoires un seul cas, je prendrai en annexe de ce texte le cas de Mercier, qui date de 1968-72 et qui attends toujours quarante ans plus tard sa solution.



Comment se fait-il que certains puissent y voir actuellement un pactole possible? Comment se fait-il que l'industrie qui ne retire que le 20% le plus facile à extraire dans la réserve de gaz puisse rendre ça rentable? Si on demandait maintenant à l'industrie de créer un fond de réserve pour réparer et compenser véritablement tous les coûts présents et surtout futurs, les milliards requis seraient beaucoup plus élevés que tous les profits qui miroitent actuellement. Il n'y a aucun moyen économiquement réalisable de remettre le massif de shale dans son état d'origine. Une fois qu'on a fracturé et que dans les fissures ouvertes on a injecté du sable, c'est impossible de remettre l'Utica aussi imperméable qu'avant. La rentabilité existe tout simplement parce que le gouvernement a indiqué vouloir autoriser l'industrie à fracturer des milliers de milliards de m³ de roc, récupérer le gaz qui va sortir dans les premières années (environ 20% seulement de la ressource) et laisser tout ça là comme ça (le méthane encore en place, le roc rendu des milliers de fois plus perméable, etc.) et s'en aller. Pourquoi ? parce que ça se passe en profondeur; ça n'est pas visible de la surface. Néanmoins, ça modifie de façon irréversible le substratum rocheux. Dans une ou deux générations, on aura peut-être trouvé une

bien meilleure technique pour exploiter convenablement cette richesse; on constatera peut-être hélas que dans la plaine du St-Laurent, le "massacre" fait en 2011 à 2020 par l'hydrofracturation qui aura "écrémé" 20% du gaz, va compliquer grandement ou même empêcher la nouvelle technique.

Une autre cause de la ruée actuelle au Québec, c'est les frais ridicules pour acheter à Québec les droits d'exploration du gaz. Le coût des permis d'exploration dans le domaine minier est traditionnellement bas à l'hectare, car c'est une politique qui s'applique à la prospection minière classique. Pour trouver un seul gisement classique d'or ou de cuivre par exemple, il faut explorer des milliers d'hectares. La politique des droits miniers vise à promouvoir le développement minier. Quand un gisement est finalement trouvé, l'hectare qui le contient prend une grande valeur, mais la cie d'exploration a aussi payé pour les droits miniers de milliers d'autres qui eux demeurent stériles. Appliqué à l'exploitation de l'Utica pour le gaz de schiste, c'est une aberration! Les droits d'exploration et d'extraction du gaz en fracturant **pratiquement l'ensemble** du volume de roc, dans une formation de shale qui s'étend depuis le Vermont jusqu'à Montmagny, ça ne devrait pas être vendu avec une politique conçue à une autre époque où personne n'avait prévu un tel cas. L'industrie du gaz a bien vite saisi l'ignorance de nos politiciens, fonctionnaires et la mésadaptation de nos règles minières, en se précipitant pour faire baisser à un coût ridicule sur les droits miniers. C'est surtout pour ça qu'écrémer 20% de la ressource leur permet en ce moment d'envisager que ça soit rentable. Autrement, avec des vrais règles et l'obligation de créer un fond pour les milliards de dégâts dans une ou deux générations, la rentabilité du processus s'envolerait immédiatement.

Pour les "inconvenients" plus apparents en surface, l'industrie tient des propos qui se veulent rassurants et elle a engagé quelques "locaux" pour les transmettre. Mais on ne peut absolument pas faire confiance au discours de l'industrie pétrolière. De tout temps et partout cette industrie applique une approche qui préfère prendre le risque de payer après coup pour des dommages; c'est beaucoup moins cher ainsi,

car il y a quatre étapes avant d'arriver à être obligé de payer :

1) Il faut que les dommages soient trouvés: en géologie, ça se passe en profondeur loin des possibilités d'observation directe. Ça prend des outils de détection sophistiquée qu'eux seuls possèdent le plus souvent;

2) Les pires dommages s'établissent dans le long terme: l'industrie aura depuis longtemps plié bagage avant que ça commence à paraître et l'on ne pourra donc légalement faire un lien direct entre les deux;

3) Même s'il y a des dommages immédiats (ex. fuite de gaz quasi simultanée avec les opérations), il y a beaucoup de possibilité pour l'industrie de nier le lien causal; c'est ce qu'ils font actuellement aux Etats-Unis. Dans la réalité, la preuve hors de tout doute peut coûter aussi cher à établir que le prix d'un puits et ce sont des individus qui sont lésés; ils ne font pas le poids face à la taille et l'expertise des cie.

4) Finalement pour les quelques cas où l'image publique de l'affaire commence à représenter un coût, l'industrie accepte alors de dédommager ou de réparer. Mais au final, avec toutes les étapes antérieures, l'industrie paie dix ou cent fois moins cher, car 99% des cas échappent à une des trois étapes précédentes.

Les mesures absolues pour prévenir totalement les risques n'existent tout simplement pas. Les mesures pour diminuer de moitié les risques coûtent des milliards à appliquer de façon uniforme. Parfois les états finissent par les imposer, la rentabilité chute de façon drastique; l'industrie peut alors aller ailleurs où les règles sont moins contraignantes, ou bien les accepter s'il n'y a pas d'alternative. Mais même en acceptant en principe les règles, il y a toujours possiblement le non-respect de règles, c'est-à-dire les infractions. Là aussi c'est un processus par étapes avant de payer et on retourne à 1, 2, 3 énumérés ci-dessus.

Le discours de l'industrie pétrolière pour son approche avec les gaz de schiste n'est pas plus limpide qu'avec la pollution pétrolière. De plus, avez-vous déjà cru aux explications que cette même industrie avance pour justifier l'augmentation spontanée du prix du pétrole à l'approche de certains longs congés de départ en

vacances?

On ne peut pas faire confiance non plus au gouvernement de Jean Charest pour les gaz de schiste, car il s'est manifestement fait courtisé, très copain copain, avec cette industrie. Aveuglé par des perspectives économiques, il ne veut pas voir que les retombées économiques à court terme ne pourront jamais compenser les énormes coûts environnementaux dans les prochaines générations.

Le gaz dans le schiste d'Utica est là depuis 400 millions d'années ; il peut bien attendre encore quelques décennies. Laissons le aux générations futures ; comme ça elle pourront mieux absorber les dettes qu'on leur lègue. Dans 30 ou 50 ans, on aura sûrement un procédé plus efficace que la technique actuelle qui ne récupère que 20% tout en faisant 100% de dommages irréversibles. Pour moi, c'est pas seulement non au gaz de schiste et oui au moratoire ; c'est un non définitif à l'hydrofracturation, non à la technique actuelle dans les zones habitées.

Que fait-on des permis d'exploration déjà accordés ? Rien de spécial je pense ; ce sont des permis payés bon marché que les cie peuvent toujours utiliser pour prospecter des vrais gisements de pétrole ou de gaz. Un vrai gisement, c'est un lieu où des fractures naturelles en assez bonne concentration contiennent du gaz exploitable de façon conventionnelle. Il y a peu de chance qu'on en trouve plus que pour quelques puits dans toutes les Basses-Terres, mais ça concorde avec le prix ridiculement bas des permis qu'ils ont acquis. Il suffira je pense de seulement légiférer pour interdire totalement l'hydrofracturation et le massacre en profondeur de 10 000k² de territoire par 10 à 20 000 puits – une pure aberration !

Marc Durand, doct-ing géologue
Professeur retraité
dépt. Sciences de la terre, UQAM

Shefford, décembre 2010

Autres commentaires sur la gestion de risque:

Le premier cas de pollution de nappe par l'industrie pétrolière à Mercier a eu lieu en 1968; le gouvernement du Québec a mis quatre ans à annuler le permis qu'il avait accordé dans l'ignorance des vrais risques hydrogéologiques. Ce permis de \$150 nous a coûté collectivement depuis 1972 des dizaines de millions. Quarante ans plus tard, ce problème maintenant géré par le ministère de l'Environnement, n'a toujours pas de solution et les contribuables n'ont pas fini de payer des millions chaque année pour ce seul cas. Des solutions techniques d'excavation ont été envisagées dès 1980, mais aucune n'a été appliquée en raison du coût estimé, environ \$40M à l'époque, puis \$80M en 1994 par le BAPE. Ça pourrait atteindre un coût beaucoup plus élevé en 2011. Les démarches devant les tribunaux pour forcer l'industrie pétrolière à s'impliquer dans une solution ont toutes lamentablement échoué. L'industrie a toujours triomphé dans ces recours aux tribunaux, car elle a constamment utilisé la possibilité de faire apparaître, devant le tribunal, les doutes qui subsistent dans les concepts scientifiques qui régissent l'écoulement de l'eau souterraine. Et le problème à Mercier se situe entre 2 m et 30 m de profondeur ; quarante ans plus tard, on discute encore de la solution technique définitive. Imaginez quand on aura à gérer des problèmes au fond de puits à 1000 m de profondeur! Et sur les 20,000 puits, il y en aura des problèmes: dix, vingt ou cent cas Mercier, vont nous coûter des milliards à gérer. Pour Mercier, le premier gros cas que le ministère de l'Environnement a eu à gérer, les études suivies de poursuites, suivi de nouvelles études, etc. traînent depuis quatre décennies. Aucune des tentatives d'entente avec l'industrie pétrolière n'a abouti à une solution définitive et comme les poursuites contre l'industrie pétrolière ont été perdues devant les tribunaux, cela a démontré que la loi est tout à fait inappropriée à ces questions d'ordre géologique.

Dans la fracturation hydraulique, on ne contrôle pas, malgré les affirmations contraires de l'industrie jusqu'où se propagent les fractures. Une fois abandonnés ces puits et ces champs de roc nouvellement fracturé constituent des zones de substratum qui ne sont absolument plus imperméables, comme elles l'étaient auparavant. C'est une modification irréversible du substratum rocheux.

La vitesse (v) de circulation d'un fluide souterrain est contrôlée par deux paramètres : le coefficient de perméabilité (k) et le gradient hydraulique (i) dans la relation simple $v = k \cdot i$

À l'état naturel, le gaz est bien emprisonné dans la porosité du shale, la perméabilité du roc a une valeur très faible et le gradient également ($\sim 0,001$). La fracturation augmente de plusieurs ordres de grandeur la valeur de k et les pressions d'injection pour fracturer le roc sont extrêmes, cinq à dix fois la pression hydrostatique ; le gradient i atteint alors des valeurs des milliers de fois celle des conditions naturelles avec des variations brusques dans le temps. La résultante est le produit de ces deux paramètres, qui sont chacun augmenté des milliers de fois : $v = k \cdot i$. Cette résultante exprime la vitesse de circulation avec les nouvelles conditions de migration des fluides. De vitesse quasi-nulle avant, on passe alors à des circulations qui ne sont plus du tout négligeables. En hydrofracturant dans la quasi totalité du substratum gazifère, à coup sûr on mettra en connexion hydraulique la zone d'exploitation avec des zones de fractures non cartographiées en connexion avec les nappes de surface. Pour chaque Km^2 du territoire, la probabilité de recouper ce genre d'aléas peut être estimée (1%, 5% ?). Comme on s'attaque à la totalité des 10 000 Km^2 de l'Utica, ce n'est plus une statistique abstraite. Pour chaque forage, c'est peut-être une possibilité statistique, mais comme on s'attaque tout le volume, la question de savoir si il y aura des incidents ne se pose pas en termes statistiques ; ça devient en fait une certitude. Reste à évaluer le nombre de problèmes pour les 10 000 forages (10, 50, 100, 200 ?).

Dans les meilleurs cas, les nappes vont en subir l'effet dans dix, vingt ou cent ans. Dans les pires cas, c'est en quelques semaines que ça se manifeste. Mais cela va se produire dans un **fort** pourcentage de cas, si on inclus le **long** terme. La rentabilité actuelle de cette exploitation, c'est du vent, car si on fait une analyse des coûts d'assurance que l'industrie devrait payer pour chaque puits, le permis ne devrait pas être ridiculement si bas (\$100 en 2010 !), mais bien quelques dizaines de millions \$. Aucune industrie de forera de puits à ce tarif, car le profit disparaît.