

MÉMOIRE

PRÉSENTÉ AU BUREAU D'AUDIENCE PUBLIQUE SUR L'ENVIRONNEMENT

DANS LE CADRE DE LA COMMISSION SUR L'EXPLOITATION DES GAZ DE SCHISTE AU QUÉBEC.

273 P NP DM34

Développement durable de l'industrie des gaz
de schiste au Québec

6212-09-001

Par Denys Picard
À titre individuel et de citoyen

MÉMOIRE SUR LES RISQUES POTENTIELS À LA NAPPE PHRÉATIQUE PAR LE DESSOUS ASSOCIÉS À L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES GAZ DE SCHISTE AU QUÉBEC.

11 Novembre 2010

Par la présente, je jure n'avoir aucun conflit matériel ou immatériel directe ou indirecte qui me verrait profiter directement ou indirectement d'un enrichissement par le contenu du présent mémoire et les différentes affirmations et représentations qui y sont faites. Le seul intérêt que je cherche à assouvir est celui d'un citoyen bien servi par ces institutions démocratiques qui doivent protéger, et sa qualité de vie à titre privé, ainsi que celle de sa communauté, protéger son environnement naturel, social, politique et économique pour les meilleurs intérêts de la nations. Je ne suis affilié à aucun groupe ou organisation qui fait d'autres représentations sur ce dossiers, soit par l'entremise de cette commission ou autrement. Je n'agis qu'à titre individuel. Je n'ai aucun investissement dans quelques entreprises liées directement ou indirectement à cette activité.

Résumé : Le présent mémoire vise à mettre en évidence l'absence de recherche scientifique spécifique entourant le danger potentiel d'une contamination de la nappe phréatique par le bas dû à l'activité d'exploration et/ou d'exploitation de la ressource de gaz naturel logé dans les schistes d'Utica dans la province de Québec.

Les derniers mois ont vu au Québec un déferlement d'informations, caractérisant l'activité d'exploitation potentielle des gaz de schiste, livrées aux citoyens sous toutes sortes de formats, d'intentions et empruntant la route de toutes les plateformes médiatiques disponibles. À travers ce déferlement, une affirmation a été répétée : *il n'y a aucune possibilité (ou presque) pour que les fluides de fracturations contaminées et/ou les hydrocarbures remontés par les couches sédimentaires jusqu'à la nappe phréatique*. Toutefois, cette affirmation générale n'est appuyée sur aucune recherche scientifique désignée, ni au Québec, au Canada ou aux Etats-Unis, cette dernière étant source principale de l'expertise qui dirigera cette activité au Québec. On fait allusion à une recherche de 1989, la seule offrant une appréciation quantitative du risque, qui concernait les puits d'injection traditionnel de Class II UIC, provisionné par l'American Petroleum Institute (API) et le Department Of Energy (DOE) Américains. Celle-ci toutefois ne considère que le risque émanant de fuites dû à la corrosion des tuyaux et/ou coffrage et où les fluides remonterait par l'annulus ou le long de la parois du puit pour contaminer la nappe phréatique, dans un contexte de deux techniques spécifiques, soit le Saline Water Disposal (SWD) et le Enhanced Oil Recovery (EOR) et dans un seul contexte géologique, celui du Williston Basin. La nappe phréatique est désignée par l'Environmental Protection Agency (EPA) des Etats-Unis comme une Underground Source of Drinkable Water (USDW). Cette étude offre un degré de naïveté statistique inquiétant. (En annexe 4 à ce mémoire, un document offre ce qui présente les caractéristiques déterminantes de ce qui est considéré aux yeux de l'EPA un USDW.)

Je m'emploierai, dans ce mémoire, à faire démonstration que la possibilité qu'une contamination de la nappe phréatique par une remontée par les conduites verticales et réseaux de fractures des fluides de fracturations et/ou d'hydrocarbures est plus que possible. Pour ce faire, je ferai une brève présentation des contextes géologiques des lieux visés par l'exploitation potentielle. Par la suite, une courte explication des caractéristiques des sols dans leur particularités et leur vulnérabilité en ce qui concerne la migration verticale des fluides et des hydrocarbures et autres composés naturels ou induits par l'activité humaine.

Je ferai par la suite un court exposé des techniques liées à l'exploitation des schistes par l'hydro fracturation, afin de bien décrire les changements permanent de caractéristiques de porosité et de perméabilité des sols fracturés. Finalement, j'aborderai l'étude source commandée par l'API et le DOE en 1989. J'en exposerai la structure, le contexte, la méthodologie et je commenterai sur ces limites, ce qu'elle ne considère pas, et démontrerai en quoi elle ne convient pas à la situation actuelle et commenterai en quoi faire référence à celle-ci dans le contexte de l'exploitation des gaz de schistes est simplement mal représenter le potentiel de danger et déformer la perception du risque.

--La copie, reproduction ou distribution de ce document et de son contenu, en dehors du contexte de cette commission du BAPE, n'est autorisé que dans sa totalité dans sa forme actuelle et gratuitement. Il ne peut être fait distribution copie ou reproduction dans un but pécuniaire ou commerciale, du document dans sa totalité ou en partie. Les parties textuelles du document, en dehors des citations référencés, peuvent être utilisés en respectant les encadrements décrits dans la loi du copyright. Les graphiques et les annexes sont exclus de toute copie ou reproduction ou distribution, sauf lorsque le document est copié, reproduit ou distribué dans sa totalité, car ils font partie d'une génération distincte de droit de Copyright.

Introduction

Tout d'abord, ce présent mémoire étant présenté par un citoyen qui ne se prétend, ou qui n'est pas, un expert dans le domaine des sciences de la terre, il contiendra une multitude de références au travail d'académiciens, de professionnels et autres de ces sciences. La raison en est bien simple, la commission ne saurait donné, à un simple citoyen, autorité d'expert à mes commentaires; j'interprète donc mon devoir comme citoyen concerné comme étant celui d'apporter à la commission des regards et opinions de ceux dont le travail n'a pas fait, selon moi, l'objet de considération au cours de la première partie de cette commission, peu importe la façon dont cette exercice sera reçu. Je vous présente donc ce mémoire en toute modestie.

L'exploitation des gaz de schiste est classifiée de non conventionnelle. Elle fait utilisation d'une approche nouvelle d'exploitation, qui a surtout été développé dans les années 1990, où un puit horizontal est crée en profondeur à l'extrémité d'un puit vertical. Elle utilise une technique de haute pression hydraulique où des fluides à haute pression et en grande quantité sont injecté dans le sol par des orifices du puit horizontal afin de fracturer la couche sédimentaire de schiste, ce qui permettra de créer un conduit jusqu'à des joints naturelles qui permettent (en fait, ce qui est souhaité) la libre circulation du gaz naturel emprisonné par ces pores jusqu'au puit horizontal; du puit horizontal, le gaz remonte à la surface. Cette technique du « high-pressure high-velocity (ou high flow)» est relativement nouvelle. La technique de fracturation existe depuis plus longtemps, mais le premier puit horizontal fracturé à vue le jour dans les années 1980; la technique à surtout été développé et raffiné pendant la deuxième moitié des années 1990. Sur le plan pratique, les 5 dernières années ont vue l'expression sur le terrain de cette technologie où l'on a pu observé une expansion exponentielle du nombre de forage, mais aussi une controverse sur les externalités négatives subies par la population et entourant la pratique.

Plusieurs éléments sont responsables de l'écart entre l'idéal de l'exploitation en terme théorique et la controverse observée sur le terrain.

Alors que le Québec est presque vierge face à cette niche, au moment où j'écris, l'expérience américaine est assez vaste pour nous indiquer que trop d'éléments ont été négligé en terme de considération de danger à la population et notre ressource vitale, l'eau potable.

Pour la compréhension de l'ensemble des risques et des dangers potentiels liés à cette activité, il est bon d'abord d'en classer les grandes lignes.

L'activité d'exploitation des schistes est caractérisée par la fracturation. Cette activité aux Etats-Unis entre dans la catégorie « Class II UIC wells », une catégorisation créée par l'EPA afin d'encadrer et de contrôler l'activité d'exploitation des hydrocarbures en ce qui concerne le danger potentiel à la nappe phréatique. Dans une juridiction comme l'Alberta au Canada, où l'on s'est inspiré de la catégorisation américaine, la fracturation entre dans la catégorie Class III wells. (La Direction des Hydrocarbures du MRNF au Québec refuse de me dire si un tel encadrement existe pour la province).

Pour un puit de fracturation il est important de comprendre que l'activité de fracturation comporte à la fois des caractéristiques des puits Class II UIC, mais aussi des puits Class III UIC quand on la considère du point de vue de l'exploitation. La catégorisation Underground Injection Control (UIC) ne considère que l'activité d'injection, qui n'est qu'une technique utilisée dans toutes sortes de circonstances. C'est pour cette raison que puisque la fracturation retire une ressource emprisonnée et utilise des composés chimiques afin de fragiliser la roche, l'activité de fracturation comporte des éléments de la Class III. Or, on réfère, aux USA, aux puits de fracturation comme étant des puits de Class II UIC seulement quand vient le temps d'estimer leur profil de risque, justement parce que le EPA, qui a édifié la norme, ne voulait qu'encadré l'élément d'injection, et non pas les profils d'exploitation, qui eux sont couvert par des juridictions en majorité provenant des États. D'ailleurs, la tendance générale de l'industrie est de demander au gouvernement Fédéral d'intervenir le moins possible et de laisser l'ensemble de l'encadrement au niveau des États.

Ceci crée deux problèmes. Le rapport de force entre des entreprises souvent très puissantes qui peuvent étouffer les résolutions des gouvernements et agences des États et empêcher une standardisation de certains aspects des activités. Par exemple, la classification et le contrôle qui sont nés du EPA, au niveau Fédéral, à travers le Underground Injection Control, ont été parmi les plus efficaces en terme d'encadrement. De plus, bien qu'effectivement, la variété des profils géologiques fait en sorte que chaque État à une bonne expertise de ses sols, le Risk-Based Data Management System (RBDMS) qu'ils utilisent à évoluer d'une façon qui ne permet pas une utilisation pan national de l'outil. Donc, difficile pour les États de profiter de leurs expérience mutuels.

Les puits *Class II UIC* sont définis comme des puits où : WELLS USED TO DISPOSE OF FLUIDS ASSOCIATED WITH THE PRODUCTION OF OIL AND NATURAL GAS.

Les *Class III UIC wells* sont définis comme des puits où : WELLS USED TO INJECT FLUIDS FOR THE EXTRACTION OF MINERALS.

En Alberta, les Class III wells sont définis comme des puits où : WELLS USED FOR THE INJECTION OF HYDROCARBONS, INERT OR OTHER GASES INTO A RESERVOIR MATRIX FOR STORAGE, ENHANCED RECOVERY, OR DISPOSAL PURPOSES.

Il est facile de remarquer que la fracturation en terme de technique n'est décrite nulle part. Le processus de fracturation injecte des fluides afin de retirer un gaz, le gaz naturel, et où ceci diffère de la définition conventionnelle d'injection, c'est que cette injection est à une pression suffisante pour fracturer le schiste. Similairement aux puits UIC Class III, la fracturation utilise des produits chimiques qui fragilisent la roche, les Class III liquéfient ou dissolvent les minerais afin de les libérer et de les extraire, ce qui leur permet de remonter à la surface avec les fluides; pour la fracturations des schistes les produits chimiques fragilise la pierre de schiste pour encourager la formation de fractures qui rejoindrons des fractures et des joints naturelles.

Si ceci est important, c'est que l'affirmation qui forme la perception que le risque « *in situ* » est insignifiant est basé sur la classification de l'activité de fracturation comme rencontrant les critères Class II UIC. Or le risque *in situ* n'est pas vraiment adressé par la classification UIC.

Pour revenir à l'ordre général du risque dans cette activité, nous pouvons opéré une première division. Soit la catégorie de risque liée à l'opération (ou risque opérationnel) et le risque « *in situ* ». *In situ*, du latin, en ce lieu, dans le contexte géologique, dans le sédiment. Il réfère au risque livré à la nature, et dans le cas présent, ce qui peut advenir des fluides et des hydrocarbonés qui ne remonteront pas par la voix du puit, puisque cette dimension du risque échappe au contrôle ou à la gestion potentielle par l'humain.

Le risque opérationnel peut se diviser en deux autres classes, soit le risque de contaminations par la surface, soit de l'aquifère, soit d'autres source de pollutions qui affecterait l'environnement sonore, visuelle, qualité de l'aire et source hydrique de surface distante ou à proximité de l'exploitation, etc...

Pour le risque opérationnel par le sous-sol, il s'agit des éléments liés à l'activité humaine où une anticipation sur les façons d'opérer et des ajustements pourraient transformer la distribution des probabilités des risques.

Dans sa diffusion de la perception d'une très petite probabilité de contamination par le sous-sol, l'industrie se base sur une étude qui remonte à 1989. Les résultats de cette étude sont grossièrement résumés dans un document produit par le Department of Energy (DOE) datant de 2009 et s'intitulant "Modern shale gas development in the United States: A Primer".

Cette étude, qui ne considère que le risque opérationnel, est basé sur une base de données d'observations préparées par la Massachusetts Institute of Technology (MIT), sur des séries qu'elle livre, de son propre aveu incomplètes, collecté sur une base volontaire sur une période de 1 an (1986) dans un seul espace géographique, le Williston Basin. Cette étude a été fait sur la base de puit d'injection, les puits d'injections sont des puits conventionnels, en opposition au puits non conventionnel que sont les schistes. La base de l'étude ne concernait que les incidents dus à la corrosion de : 1) aux tuyaux (Piping ou tubing) et à leur intégrités, et 2) au coffrages (casing) de production et de surface, et leur intégrité.

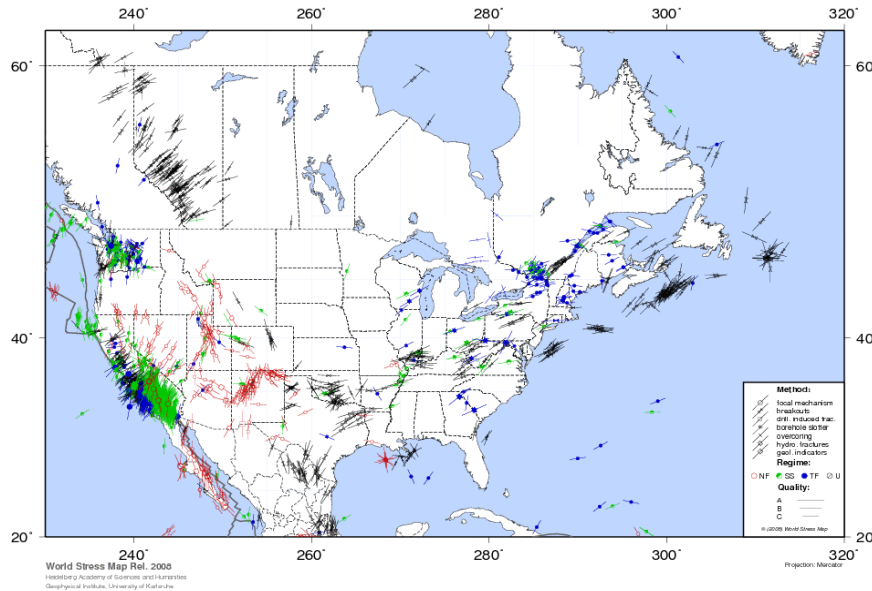
Seules les fuites dû au bris d'équipement sont considérées. C'est-à-dire la possible fuite des tuyaux et du coffrage dû à la corrosion entraînant la migration vertical dans l'annulus du puit ou le long de la parois forée du puit. La remontée potentielle, par les couches sédimentaires, n'est absolument pas considérée. La possibilité d'autres incidents que la rouille causant des bris mécaniques non plus. L'étanchéité du puit naturel n'est pas remise en question. Or, la littérature scientifique explique qu'aucune couche sédimentaire n'est imperméable, et que l'accumulation d'hydrocarbures dans des réservoirs ne doit se comprendre que sur une différence entre des intensités différentes de perméabilité de

deux couches sédimentaires. Une différence positive et les hydrocarbures s'accumulent dans un réservoir naturel. D'ailleurs, l'histoire géologique des hydrocarbures est l'histoire d'une migration verticale.

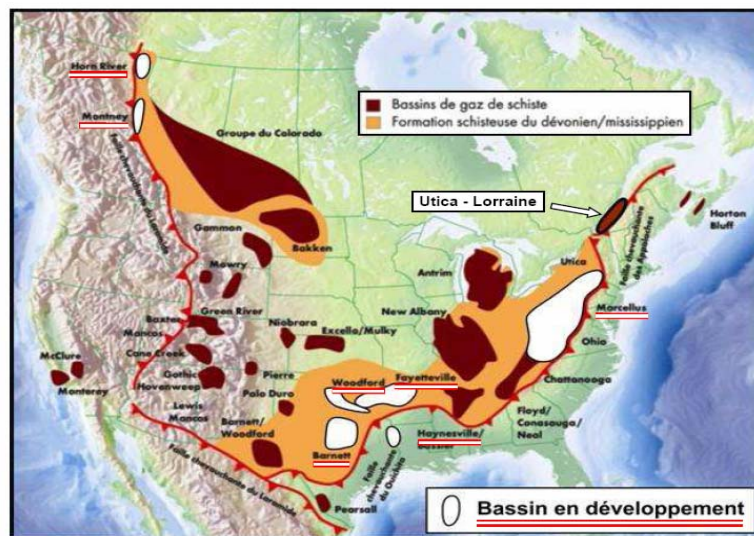
La science de la terre explique aussi que les qualités de « perméabilité en grand » sont le fait de toutes les structures stratigraphiques; que tous les sédiments offrent le potentiel de migration verticale vers le haut, qu'il s'agit de déterminer la vitesse et l'intensité de celle-ci. Pour cela toutefois, les applications générales ne satisfont pas, car chaque secteur géologique a ses propres caractéristiques et chaque secteur doit faire l'objet d'analyses spécifiques afin de déterminer ses structures et vulnérabilités.

Première Partie : La situation du Québec en terme de sol

Le Québec est assis sur une des régions les plus actives de l'Amérique du Nord, à l'exception de la Californie, pour ce qui est des failles que l'on y observe dans nos sous-sols. Voici une carte intitulée North American Stress Map¹ qui permet de visualisé les failles du continent Nord Américain et dessous, la carte présenté dans le document déposé à la commission par la Direction des Hydrocarbures du MRNF.



Shales gazéifères de l'Amérique du Nord



Source: Office national de l'énergie, 2009

Ressources naturelles
et Faune
Québec

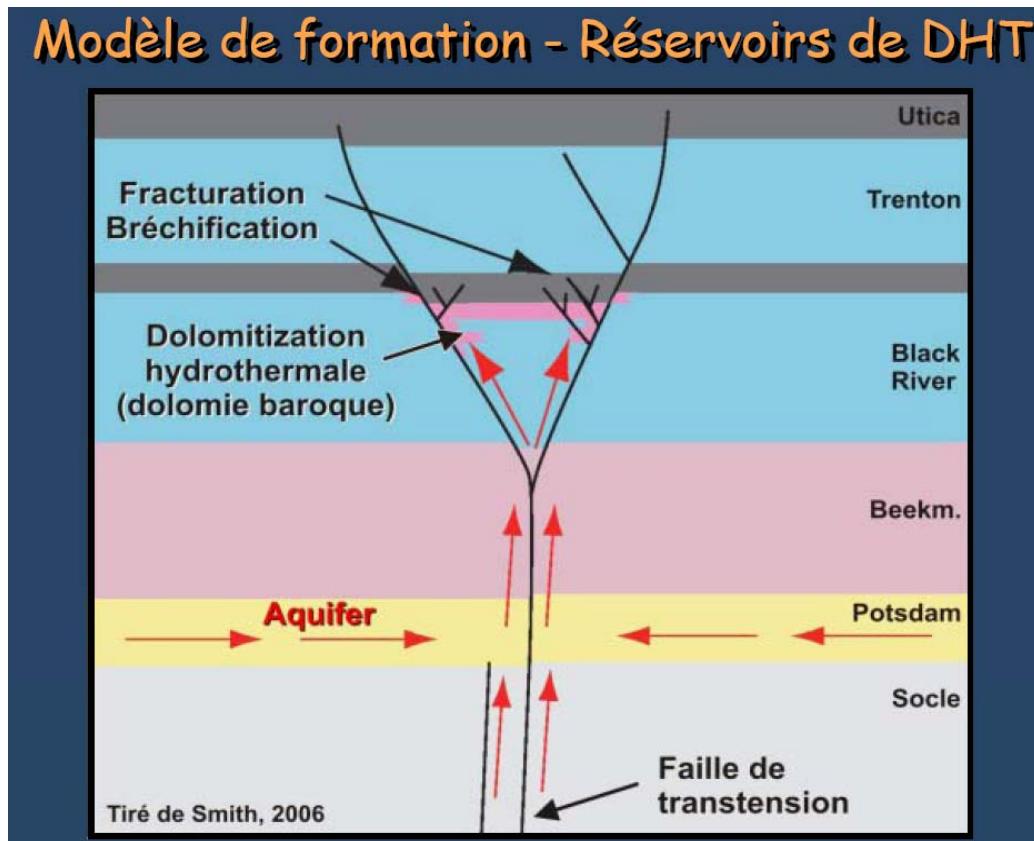
¹ World Stress Map Project, A project of the Heidelberg Academy of Sciences and Humanities, - www.world-stress-map.org.

Les deux principales régions où les gaz de schistes offrent du potentiel sont le Plis Appalachiens et la Plateforme du St-Laurent. Ces deux régions sont aussi celles porteuses de presque toutes les failles souterraines que l'on retrouve dans la province. En fait, en regardant le profil des failles de l'Amérique du Nord, les schistes ont tendances à être en très grands nombres près de failles souterraines. Ceci s'explique simplement parce que l'histoire des hydrocarbures thermogénique est une histoire de migration verticale.

La première carte précédente permet de visualiser les failles du continent Nord Américain. On dénote au Québec les 3 types de failles principales. Les failles glissement ou déchirement de compressions et tectoniques, les failles de relâchement dû au retrait des glaciers et les failles dû à la disparition de la mer de Iapetus.

Maintenant, visualiser les régions des gisements de schistes pour le territoire Américain, vous observerez que les schistes porteurs de gisement suivent les failles sur tout le continent.

Pour ces raisons, les shales ont parfois des dépôts salins d'origine océanique et parfois de sels de formation. Ses deux formes de sels portent avec eux des éléments radioactifs, dont le plus souvent l'Uranium, le Radium, le Strontium et le Thorium.



La coupe sédimentaire précédente permet de comprendre la migration des saumures des aquifères salins, à la verticale, vers les sédiments supérieurs. Cette migration est la raison pour laquelle des concentrations importantes d'éléments radioactifs ont été décelés aux puits de Soquip Pétrofina #2 et Husky-Bruyère #1. En particulier du Radium 226, élément radioactif soluble dans l'eau, contrairement à l'Uranium. Le Radium 226 à une durée de vie de 1600 ans. Sa dégradation produit le Radon, dont certaines régions du Québec sont affectées au niveau résidentiel, soit par contamination de la nappe phréatique, soit dans les sous-sols. Il est possible que ces saumures aient monté plus haut à d'autres endroits.

Le mémoire de thèse de Catherine Béland Solis², qu'elle a produit sous les auspices de l'UQAM, et avec l'appui de Junex, décrit les niveaux de Radium 226 présent dans les saumures des puits ci-haut mentionnés comme : « très enrichies ». Il serait donc approprié, pour la commission, de demander le dépôt des analyses faites des niveaux de radiations mesurés dans les schistes, et auxquelles Robert Thériault de la Direction des Hydrocarbures a fait allusion pendant la première partie des audiences.

L'origine des saumures des puits concernés n'est pas soupçonnée d'être la même que celle du schiste de l'Utica, mais ceci n'a pas été vérifiée, ce n'est qu'hypothèse. Les saumures ou dépôts salins des schistes de l'Utica seraient de dépôts océaniques plus récents (hypothèse), de la mer de Iapetus.

À noter que le document explique : « Malgré le fait que les saumures étudiées dans le cadre de cette maîtrise soient associées à des accumulations de gaz naturel, et que présentement l'exploration gazière est très active dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, aucune étude n'a été réalisée sur l'origine de ces saumures. » Un peu plus loin : « Selon Globensky (1972), les saumures des Basses-Terres du St-Laurent retrouvées dans certains puits profonds, sont principalement encaissées dans le Trenton et le Postdam mais on peut en retrouver dans toute la séquence sédimentaire...des zones réservoirs ont été reconnues et nombre d'entre-elles contenaient des saumures à salinité variable. »

Cette origine océanique de dépôt récent peut quand même porter des niveaux de radiations élevés comme c'est le cas pour les saumures des Marcellus Shales. Celles-ci ont été analysés dans le contexte de l'étude³ du New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC), et 11 des 13 échantillons portaient des niveaux de Radium 226 de 2,000 à 16,000 pico-curries par litres de saumures, soit de 400 à 3200 fois la norme établie par le EPA de 5 pico-curries par litre d'eau destinée à la consommation humaine.

Pour ce qui concerne l'hydrologie, le Québec, pour les régions de la Plateforme et des Appalaches, offre une variété remarquable de structures aquifères. Simard et DesRosiers

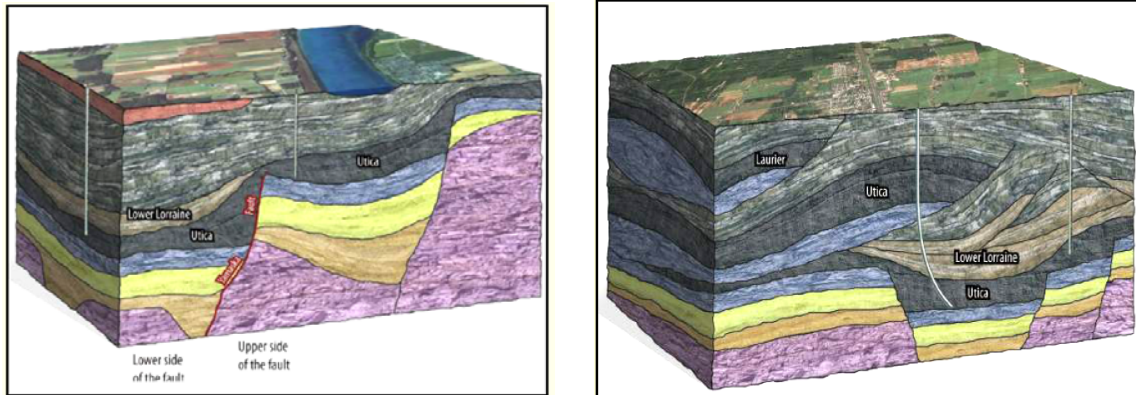
² "Géochimie des Gaz Rares des Saumures et Gaz Naturel du Réservoir de Bécancour, Québec, Canada", par Catherine Béland Otis, Octobre 2009

³ Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program (2009), NYS Department of Environmental Conservation. (l'Appendix 13, NYS Marcellus Radiological Data from Production Brine) contient les tables d'éléments radioactifs avec leur niveau de radiation respectif.

(1979)⁴ dénotait déjà 12 structures aquifères fracturées distinctes dans le premier travail de recensement d'envergure des aquifères du Québec. Roy, Tremblay et Cousineau (2006)⁵ ont rajouté 6 nouvelles descriptions de structures fracturées et Karstique à ce travail (voir annexe 2 pour une description des aquifères des deux régions concernées copier du document). Chacune de ces structures offre des profils différents, chacune éprouve des vulnérabilités différentes que cela soit par le haut ou par le bas.

Ils en va de même pour le profile sédimentaire du Profil Appalachien et de la Plateforme du St-Laurent. Une grande variété. Certaine partie en escalier. D'autres sous les forces de compression offrent toute la variété que le vocabulaire géologique a développée.

Donc, lorsque Questerre Energy⁶ explique dans un document de promotion, «Every shale play has its own learning curve and requires unique, innovative solutions», c'est particulièrement vraie au Québec. Mais l'on doit bien comprendre que la courbe d'apprentissage n'est qu'une mesure de productivité et rendement d'un puit. Ça n'indique en rien une apprentissage en communauté avec l'environnement; mais cela indique que rien ne peut être pris pour acquis et que c'est bien une industrie qui fonctionne sur une base d'erreur et d'essai. Bien qu'une grande partie de la documentation couvrant l'activité de fracturation présente des profils où les reliefs sont de structures tabulaire et monoclinale; au Québec, les profils sont de reliefs structurés en failles et plissés. Ces reliefs offrent des dangers et incertitudes bien plus élevés pour ce qui est de leur exploitation. Voici deux représentations de coupes stratigraphiques d'un document de Junex:



Dans le même document promotionnel de Junex produit en Septembre 2009⁷, qui se veut un document de mise en valeur du potentiel d'exploitation des schistes de l'Utica, on peut lire la remarque suivante :

⁴ "Qualités des eaux souterraines au Québec", Simard G. et Des Rosiers R. Ministère de l'Environnement du Québec, Services des eaux souterraines H.G.-13

⁵ "Les différents types d'aquifères au Québec", Roy Denis W., Tremblay Marie-Line, Cousineau Pierre A., dans Guide de Détermination d'aires d'alimentation et de protection de captages d'eau souterraines (chapitre 4), Centre d'Études sur les ressources minérales, Université du Québec à Chicoutimi

⁶ Corporate Presentation, June 2009, Questerre Energy Corporation

⁷ "Shale Gas Potential of the Quebec Sedimentary Basins", Jean Sébastien Marcil, Jérémie Lavoie, Peter K. Dorrins et Valérie Lavoie, Septembre 2009, Junex Corporation.

Basin geology

Sedimentology of the shales is not well understood

Littéralement : La sédimentologie des schistes (de l'Utica) n'est pas bien comprise.

Michel Malo⁸ dans sa présentation à la commission faisait la remarque suivante sur les qualités de porosité et de perméabilité des groupes de l'Utica et de La Lorraine (formation de Pontgravé et Nicolet) :

Groupe	Formation	
Queenston	Bécancour	Grès, siltstones et shales du Bécancour - pas de données
Lorraine	Pontgravé	Shales et siltstones du Lorraine - pas de données
	Nicolet	
Shale d'Utica		Shales de l'Utica - pas de données

Données sur les roches des Basses-Terres du Saint-Laurent (région du centre du Québec)

Les shales sont le résultat de dépôts argileux qui se sont progressivement consolidés (transformation en roche) sous deux forces principales, la compression, dont on entend parler le plus souvent, et la réaction thermo-chimique. Dans le cas des schistes d'Utica, leur origine étant thermogénique la consolidation est le résultat primordialement de réactions chimique à la surface des particules de Quartz.

Buller et al. (2005)⁹ explique, en se basant surtout sur les recherches de Paul H. Nadeau (de 1984 à 2005)¹⁰ la thermo-chimie des quartzs de schiste de la façon suivante :

« Up until now, quantitative models of porosity, permeability and pressure evolution in sedimentary basins have mainly been based on mechanical compaction. Porosity (and hence permeability) loss is thus thought to be controlled by effective stress...The validity of using effective stress as the controlling parameter for porosity loss at depth is hereby challenged, not lest because the effective stress is at a minimum below overpressure ramps and may thereafter remain low and almost constant...

...After 15 years of studying the diagenesis of sandstones and shales on the NCS (Norwegian Continental Shelf), Statoil researchers argue that beyond a certain depth the main controlling force behind the diagenetic reduction of

⁸ "Caractéristiques Physiques des Roches dans un Système Pétrolier", Michel Malo (expert à la commission), Octobre 2010, Institut National de Recherche Scientifique (INRS) Archivé à la commission sous DB60.

⁹ "Distribution of Hydrocarbons in Sedimentary Bassins: The importance of Temperature", Buller Anthony T., Bjorkum Per Arne, Nadeau Paul H. et Walderhaug Olav, Statoil

¹⁰ Voir les 14 références de Paul H. Nadeau de 1984 à 2005 dans le document précédemment décrit de Statoil

porosity and permeability is temperature – not effective stress. Deep diagenesis consequently results from time-temperature controlled (thermo-chemical) reactions, which generate overpressure because the fluids are unable to escape fast enough through the rock matrix as porosity is reduced. »

Ceci nous permet d'estimer que le schiste d'Utica était il y a longtemps, exposé à de plus grande chaleur (celles qui permettent la thermo-chimie, mais que désormais les schistes ne peuvent se re-cimenter que par compression, or les éléments nécessaire à cette re-cimentation sont probablement absent : un grès ou argile qui puisse s'infiltrer dans les porosités fracturés). C'est aussi cette chaleur qui a favorisé la formation du gaz à partir du kérogène plutôt que du pétrole; et maintenant le déplaçonnement du sédiment vers le haut a réduit ces niveaux de chaleurs.

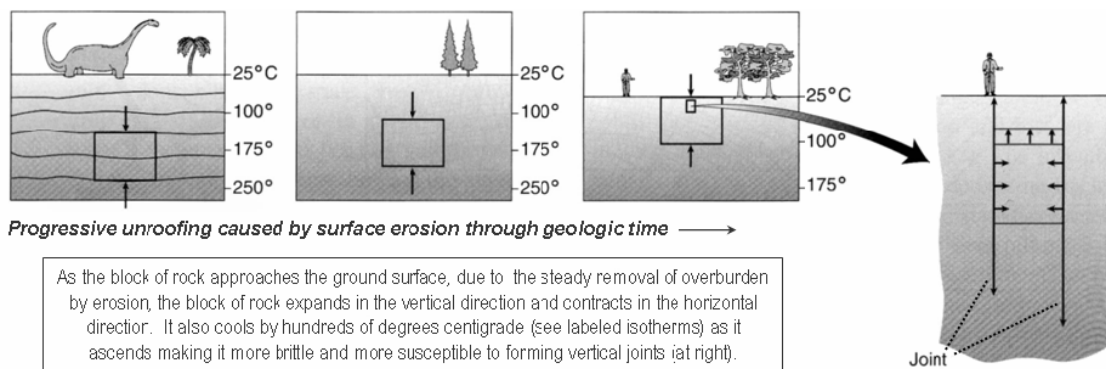
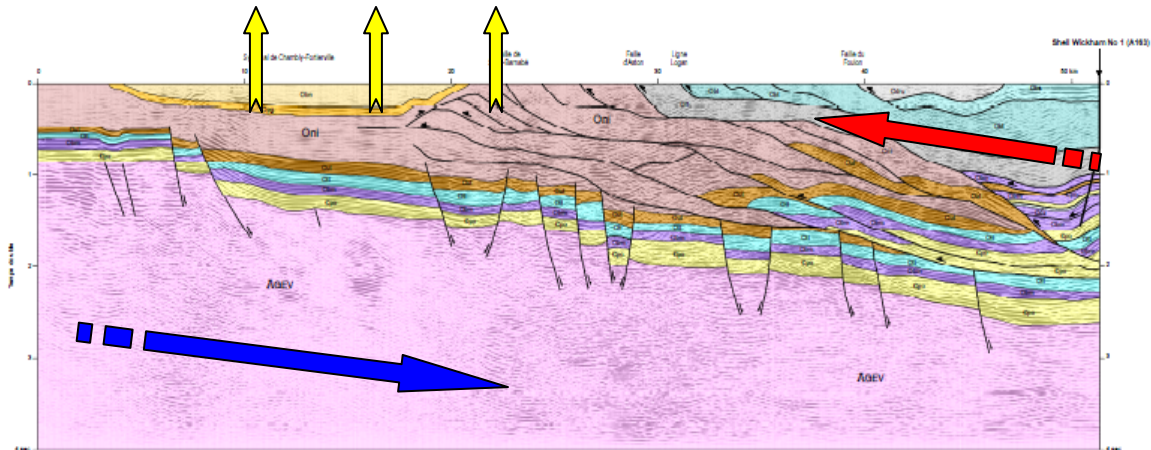


Figure 3-16. Formation of vertical joints from progressive unroofing of overburden (modified from Marshak and Mitra, 2006).

Comme la séquence de figuration ci-dessus le démontre, l'activité de déplaçonnement exerce une pression d'étranglement horizontal qui ondule en intensité avec le temps, « resserrement - relâchement », et qui crée dans la matière du schiste un réseau de failles et de fissures. Il est donc primordiale de comprendre que si les schistes ont des qualités générales de « haute porosité - basse perméabilité », l'action d'étranglement a créé dans le temps des labyrinthes de fractures, certaines dormantes, d'autres actives qui offrent un conduit potentiel de migration vers le haut.

Le dessin¹¹ suivant nous permet de comprendre les dynamiques de sol de la plateforme. Des évidences de roches dévoniennes dans la région Montréalaise indique que le Cambrio-Ordovincien a déjà eu un sédiment par le dessus composé de Dévonien identique à ce qu'on retrouve sur le sommet des Appalaches. Voyez les flèches qui indiquent la direction de mouvance tectonique. la chaîne Appalaches poussée vers l'ouest, pendant que la province de Greenville poussé vers l'est. Le Greenville chevauché par le haut, glisse en dessous, et la Plateforme du St-Laurent fut au Taconien, poussé à la verticale vers le haut, d'où cette forme exogéosynclinal. Il y a eu déplaçonnement.

¹¹ Graphique provenat du site Planète Terre, associé à l'Université Laval et créé par le Professeur Pierre-André Bourque, Département de Géologie et de Génie Géologique. www.ggl.ulaval.ca/planete_terre.html



La Plateforme du St-Laurent étant une vallée, d'autres forces se sont appliquées à créer des fractures dans les sédiments que l'on ne peut qu'anticiper, puisque aucune étude détaillée n'a été produite pour la région, sur ce sujet, jusqu'ici.

Ortovela (2002)¹² explique sur les réseaux potentiels de fractures dans tous les milieux sédimentaires :

« Because of its importance to both petroleum and geological sciences, fracturing has been studied by many researchers (see Pollard and Aydin 1988 and Lorenz and Finley 1991 for reviews). Fractures in areas subjected to bending are usually explained by associated extensional stresses (Friedman 1976). The existence of fractures in near-horizontal layers has been attributed to unloading (Currie and Mwachukwu 1974; Engelder 1987). High fluid pressure (Pollard and Aydin 1988; and Ortovela 1998) and isotropic stress influenced by nearby geologic structures (Segall and Pollard 1983; Currie and Nwachukwu 1974). We believe that fracturing in near horizontal or folded areas is due to a combination of the effects listed above. If the local fracture kinetics is well described by fracture growth/healing laws, a multi-process deformation model coupled to fluid flow and fracturing can be used to quantify the relative importance of the effects.

It is well documented that fracturing strongly depends on lithology (Segall and Pollard 1983; Lorenz et al 1991; Fischer et al. 1995; Gross 1993; Wu and Pollard 1995; Hancock et al. 1984; Kulander et al. 1979). Although fracturing can occur in almost any type of rock, they are more common in brittle rocks (Mallory 1977). Furthermore, fractures in a brittle lithology commonly discontinue at the interface of more ductile lithologies (Engelder and Geiser 1980). Another observation is that fractures spacing is strongly dependent on bed thickness and lithology (Fisher et al. 1995; Wu and Pollard 1995; Gross 1993; Nickelsen and Hough 1967; Harris et al. 1960). **However, a simple correlation between**

¹² "Fractured Reservoir E&P in Rocky Mountain Basins: A 3-D RTM Modeling Approach, Principal Investigator Ortovela P., 2002, DOE Contract #DE-FG26-99FT40264

fracturing and bed thickness does not seem feasible because of the many factors operating such as fluid pressure, state of stress, neighboring lithology properties and tectonics.

Ortovela (2002) offre cette représentation graphique:

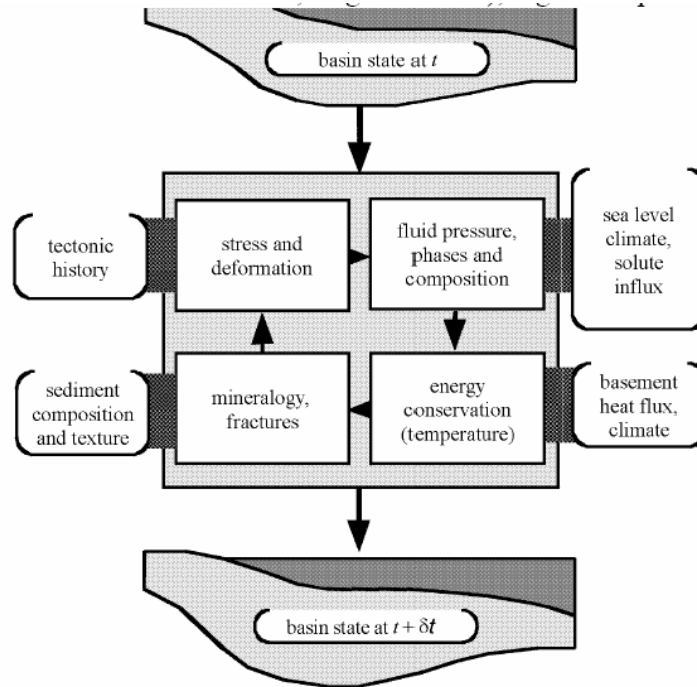


Fig. II-1 Schematic Basin RTM flow chart showing the interplay of geological data and the internal RTM processes in evolving a basin over one computational time step.

Les représentations offertes à la commission jusqu'à maintenant ne sont que général et ne laisse pas présagées, sauf par des commentaires de nature généralisée, quelles sortes de réseaux de fractures occupent déjà les régions qui seront exploitées. Et les commentaires présentés par Ortovela (2002) et d'autres dans ce mémoire sont offerts surtout dans le contexte de l'exploitation potentiel de richesses pétrolières et gazières. Il est difficile de trouver une littérature qui commente simplement les réseaux de fractures (*l'exception étant le monumental « Rock Fracture and Fluid Flow... » cité plus tard dans ce mémoire*) sans leur potentiel économique car l'attention est toujours dirigée vers la création de richesse. Donc, l'ensemble du Ortovela (2002) tourne autour de technique d'identification de réseaux de fractures plus pour leur potentiel de ressources hydrocarbures et non afin de déterminer le degré de vulnérabilité de la nappe phréatique.

Ici, j'aimerais souligner ce qui semble être mal perçu en terme de la capacité de l'industrie de faire des illustrations graphiques des fractures de fracturation hydrique. La technique sismique employée peut semblée très impressionnante, toutefois elle ne montre que le réseau de fracture créé par l'activité de fracturation. Or, pour qu'un gisement de schiste soit économiquement intéressant, les fractures créées par la fracturation doivent

rejoindre des fractures naturelles déjà existantes. Ces réseaux naturels n'apparaîtront pas sur la représentation graphique, parce que le choc et l'ondulation micro sismique sont freinés par la rencontre de fracture naturelle et sont dissipés dans le sens et le long de la fracture naturelle. Pourtant ce réseau naturel verra ses critères de pressions modifier par l'introduction de fluides dans ses zones et, avec le temps, par la fuite d'hydrocarbures. Ces effets effectuent donc un changement important dans la balance intégré du système sédimentaire.

Et que l'on me comprenne bien ici. À la rencontre d'une fracture naturelle importante, qui s'étende par exemple 500 pieds à la verticale et 600 pied horizontale et d'une épaisseur d'un demi pouce. Cette fracture est tenue ouverte à la fois par la pression du gaz qui s'y trouve et les restructurations de stress et tensions effectuées par le glissement ou choc originel dont les aspérités préviendront un recèlement éventuel si ce n'est que par compaction de cimentation, ce qui peu prendre des centaines de millénaires. La fracture de fracturation rentrant en contact avec cette fracture naturelle créera, sur une certaine distance, une onde de choc qui sera enregistré que partiellement par les sondes. Le reste de cette fracture naturelle n'apparaîtra pas sur le graphique 3D.

Les fractures font parties d'une dynamique intégrée des sols. Voici une graphique qui indique les liens circulaires d'un système géologique et de la mouvance des contaminants potentiel dans celui-ci. Le stress affecte la porosité et la perméabilité, qui affecte la pression de porosité des fluides, qui dépend de la génération des hydrocarbures mais qui influence aussi les fractures, qui elles affectent à la fois la pression de porosité des fluides mais aussi la densité de compaction des remblais dans les fractures qui elle affecte le stress *In situ* etc...La complexité de ce système vient des interdépendances et d'un cycle multi circulaire. Tout est en équilibre et déséquilibre constant. Modifié un facteur, et tout le système est affecté.

Ortovela (2002) commente :

«A myriad of Reaction, Transport, and Mechanical (RTM) processes underlie the creation, cementation and preservation of fractured reservoirs. These processes are often so strongly coupled that they cannot be understood individually.»

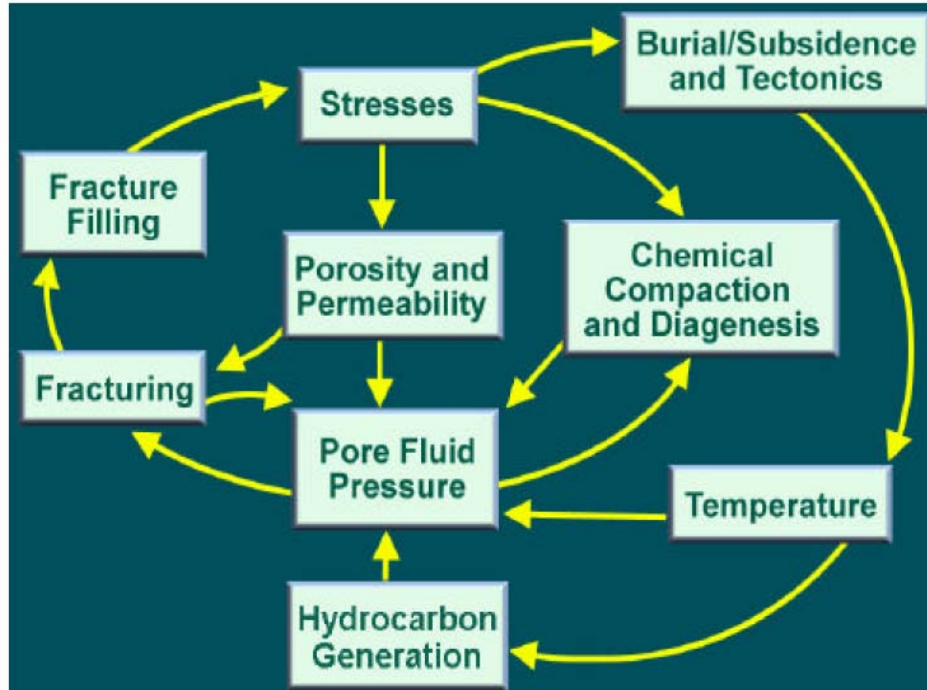


Fig. I-1 Complex network of coupled processes underlying the dynamics of a sedimentary basin or evolving reservoir. These factors and their coupling are accounted for in our unique basin simulator, Basin RTM.

Si des conduits ont été créés à la verticale on peut imaginer fluide et gaz remontant à la surface. D'ailleurs, l'illustration¹³ suivante représente tout les parcours potentiels de contamination par le gaz où les hydrocarbures, ou autre contaminant, par le haut ou par le bas.

¹³ "Evaluating System for Ground-Water Contamination Hazards Due to Gas-Well Drilling on the Glaciated Appalachian Plateau", Harrison Samuel S., Ground Water Vol 21 No 6, Nov-Dec 1983

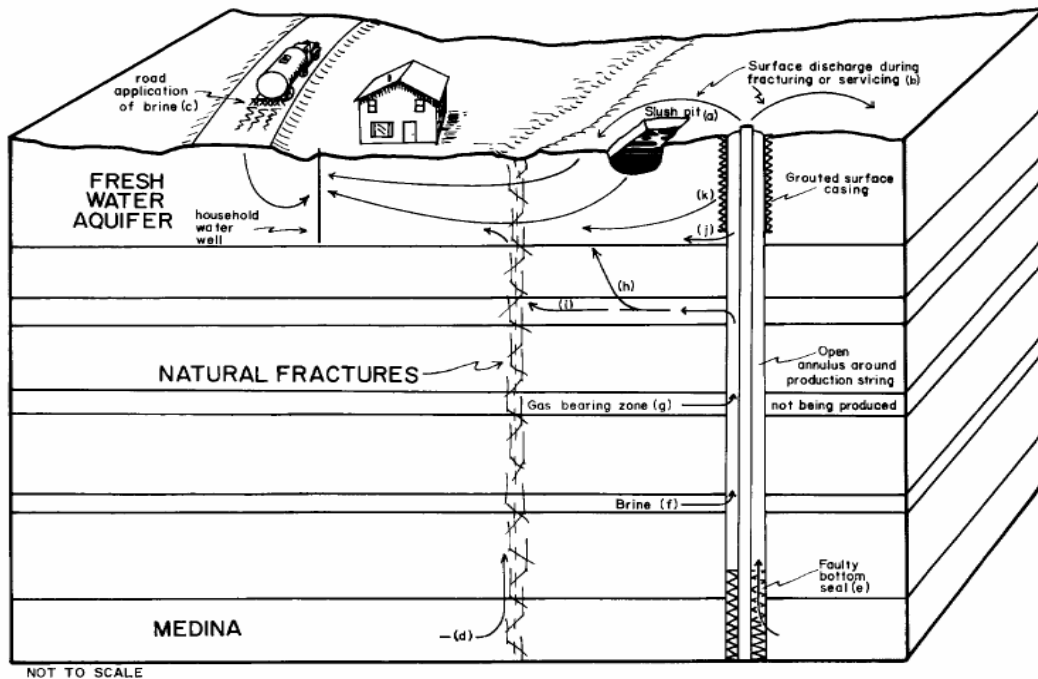


Fig. 2. Possible sources of aquifer contamination due to gas-well drilling and production activities.

Et pour ce qui est de l'étanchéité des réservoirs naturels, si souvent argué au-devant de cette commission, je conclurais cette section en revenant sur le travail de Buller et al. (2005), et donc de celui de Paul H. Nadeau sur les facteurs de cimentation des schistes.

Buller et al. (2005), dans le même document préparé par Statoil, où un accent spécial est mis sur les transformations théoriques exigées de la géomécanique dû à la découverte des caractéristiques imposées par les phénomènes de porosités thermo-chimiques, explique :

“Furthermore, the textbook view of what constitutes a good cap rock is that it should be as impermeable as possible, or have the mechanical strength to withstand fracturing. However, this diametrically opposes the view that low permeability is the prime cause of hard overpressure and cap rock fracturing.

Turning to re-migration, it is an incontrovertible fact that hydrocarbons almost always lie uppermost in traps, simply because they are more buoyant than water. They are therefore in direct contact with the overlying cap rock shale and will be the first fluids to leave a trap once the cap rock seal has been breached.

As a hydrocarbon trap subsides and eventually becomes subjected to temperatures over 120 C°, severe porosity reduction and associated pore pressure elevation may lead to the generation of fractures propagating upwards through the cap rock.

Initially, the permeability of the fractures will be small. However, as the permeability of the shale matrix decreases over time, the permeability of the

fracture will increase. The volume and discharge of hydrocarbons leaving the reservoir will therefore increase.

This means that hydrocarbons probably remain trapped for only short periods of geological time before escaping to a lower temperature zone in which they may re-accumulate in more porous and permeable traps.”

Deuxième Partie : Techniques de Fracturation

La technique de fracturation des schistes exercent deux types de transformation de la porosité *in situ*. La première est de type dilatance, alors que la deuxième permet une plus grande porosité qui résulte en une perméabilité en grand, que certains qualifient de porosité à 2 dimensions puisqu'elle se forme le long de parois de fracture.

Le premier stress *in situ* que subit la formation sédimentaire, après le forage, est l'effet des charges explosives. L'explosif utilisé en préférence par l'industrie de fracturation est le RDX. Ce choix s'explique par la qualité de « brisance » du RDX par rapport au TNT et à la nitroglycérine. En fait, lorsque l'industrie explique qu'elle n'utilise plus la nitroglycérine¹⁴, il faut comprendre qu'elle utilise désormais un explosif plus potent que celle-ci.

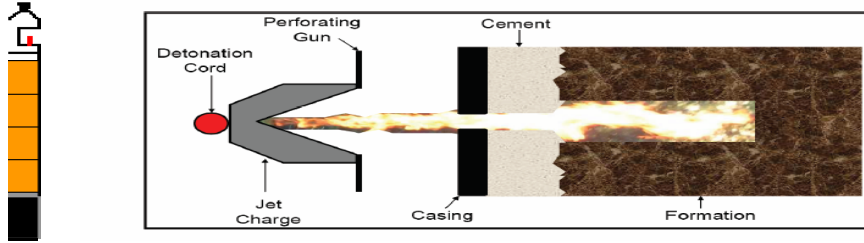
Le RDX¹⁵ est qualifié, par l'armée américaine, comme étant l'explosif le plus puissant et brisant de son arsenal. « **PETN is ranked with RDX and nitroglycerin as the most potent of military explosives** » et « **...RDX an explosive known for its great power and brisance but generally considered too sensitive** ». Qu'est-ce que la brisance. C'est la capacité de brisée la matière en particule fine. Les deux qualificatifs principaux d'un explosif sont la puissance et la brisance. Leur différence peut se comprendre ainsi, ce qui fait déplacer un matériau adjacent à une charge explosive est la puissance, ce qui le désintègre est la brisance. La brisance se mesure par l'accélération de l'explosif (celle du RDX est de : 9 Kilomètres/secondes carrées).

L'instrument auquel l'industrie fait appel pour introduire et diriger les charges explosives à l'intérieur du puit est un canon (ou « gun ») figure ci-contre. La figure juxtaposée représente une coupe verticale de l'explosion¹⁶.

¹⁴ “Projet Gazier des Shales d'Utica: Une richesse nouvelle pour le Québec”, Association Pétrolière et Gazière du Québec (sans date). <<On peut y lire, à propos de la nitroglycérine, dans la section QUELQUES MYTHES ET RÉALITÉS...:L'industrie n'utilise plus cette technique qui a été remplacée par des méthode plus efficaces et sécuritaires. Aujourd'hui les puits sont fracturés essentiellement avec du sable et de l'eau.>> Aucune mention d'une autre sorte d'explosif.

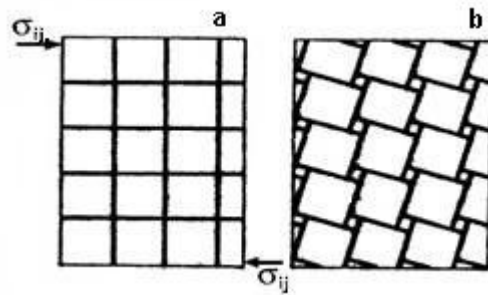
¹⁵ “Military Explosives”, Department of the Army Technical Manual, 1984, # 9-1300-214. Copie disponible a www.everyspec.com. Si je met cette référence c'est surtout parce qu'il a fallu 2 sessions de la commission et l'insistance d'un citoyen afin de faire dire à un expert de l'industrie en explosif qu'elle était le nom de l'explosif en question. Explosif dont on sait qu'il est utilisé par 90% de l'industrie depuis plus de vingt ans. À titre de citoyen je me suis senti insulté par cette mauvaise foi.

¹⁶ La première figure est tirée d'un document promotionnel de Sigor Corporation, la seconde d'un document promotionnel de Schlumberger Corporation. En Annexe, vous trouverez une fiche technique de canon de perforation de Schlumberger avec leur longueur disponible de 2, 3, 4 et 6 mètres.

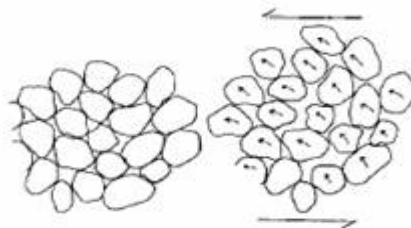


Différents fabricants en fabriquent avec chacun leur propre spécificité. Toutefois, l'entreprise qui décrit le mieux la raison pour laquelle le RDX (ou HMX qui résiste mieux à de plus grande chaleur que le RDX) est préféré à d'autres explosifs est Sigor corporation. Sigor explique qu'en plus de percer les deux surfaces d'acier et le ciment du puit, la charge explosive doit accroître la porosité drastiquement à proximité du puit. Sigor explique qu'une charge explosive démontrant des qualités de brisance élevées permet de modifier structurellement et de façon permanente le schiste sur un rayon de près 10 mètres du puit. La matière argileuse pulvérisée voit sa structure réorganisée d'une façon à accroître de façon permanente sa porosité; cette réorganisation géomécanique de la matière s'appelle la dilatance.

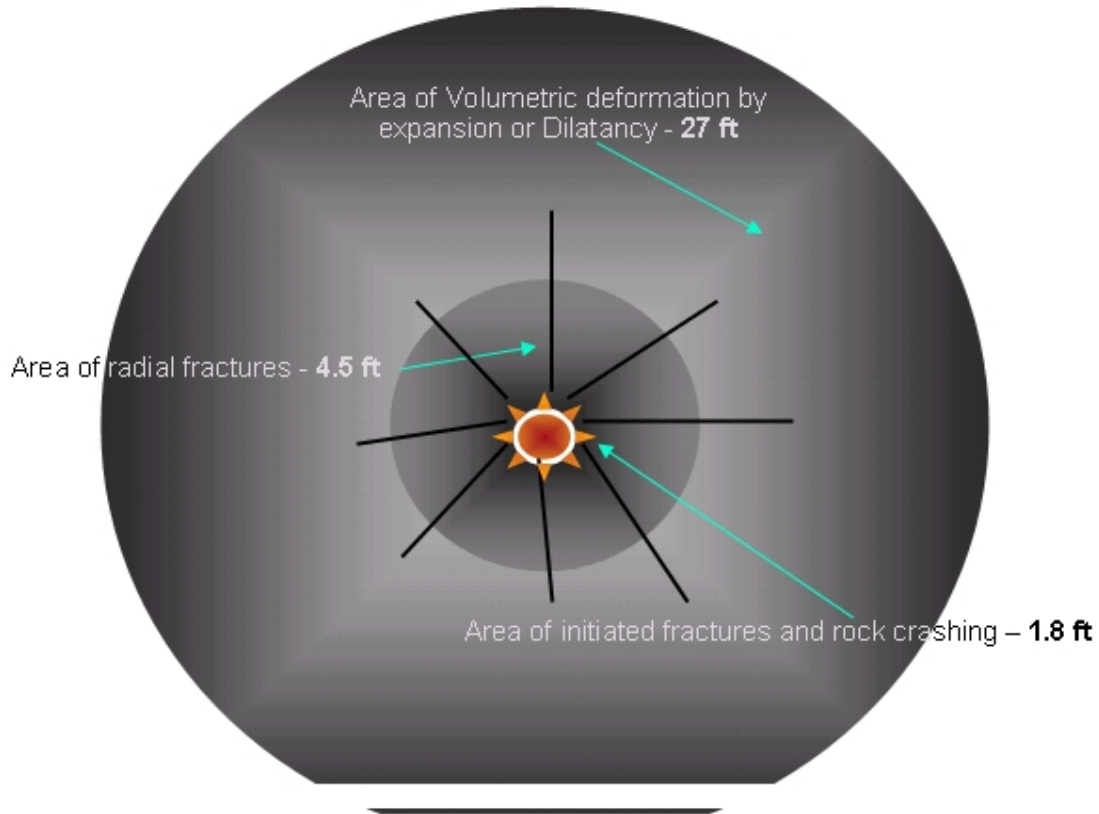
Dilatancy



Dilatancy



Deux formes de dilatance existent, celle par réorganisation structurale, la première figure¹⁷, exercé par exemple par le stress de l'explosion du canon de perforation, et celle par compression, la seconde figure La dilatance par compression pourrait ressemblée à un seau contenant du sable et de l'eau; lorsque l'on comprime les côtés du seau, on tasse les grains, on expulse l'eau et on diminue ainsi la porosité, car le volume libre entre les grains a diminué.



Voici les différents rayons d'actions provoqués par les explosions : premièrement le centre ou lieu de pulvérisation rocheuse, deuxièmement le rayon de 1,5 mètres où se crée les fractures radiales, puis le rayon de 10 mètres où l'on observe une dilatance générée par la compression volumétrique.

La dilatance permet à la fois une plus grande porosité et accroît la perméabilité et la dirige vers le puits, donne donc direction à la conductivité, dû au différentiel de pression entre le volume dilaté et le volume fracturé.

La caractéristique de dilatance ne pourra être renversé qu'en exerçant un autre stress équivalent sur la structure sédimentaire. Et c'est la raison pour laquelle il faut comprendre que le retour à une caractéristique de grande de peu de perméabilité ne pourrait se faire que sur des dizaines de milliers d'années car le sédiment de schiste est désormais à une profondeur où la chaleur force plus de réaction chimique du quartz qui puisse cimenté la structure, donc seul la pression pourra lui redonner sa caractéristique

¹⁷ Les trois figures des pages 14 et 15 sont tirées d'un document promotionnel de Sigor Corporation.

primordiale. Toutefois, ceci requerra aussi l'intrusion de particules pouvant cimenté la porosité effective.

La deuxième zone de changement de perméabilité est naturellement le schiste qui sera fracturé par la forte pression hydrique de fluide dont la composition chimique aide à fatiguer la pierre. Cette partie, dont les fractures peuvent s'éloignées du premier rayon de dilatance jusqu'à 600 mètres latéralement et 300 mètres verticalement, garde sa plus haute perméabilité par l'introduction de granule siliceuse ou autre. Ces granules demeureront en place et préviendront au schiste de regagner ces caractéristiques pendant de très longues périodes (centi-millénaires).

Un élément supplémentaire à considérer, est l'effet sismique de corridor de haute porosité (sur un kilomètre, la première zone de dilatance occuperait 30 hectares cubiques) sur les réverbérations sismiques dans le sol. Rice et al. (2008)¹⁸ explique :

« During rapid stressing by a propagating rupture, the associated un-drained response to the surrounding fluid-saturated material may be either strengthened or weakened against inelastic deformation...Positive plastic dilatancy reduces pore pressure, universally strengthening the material. Dilatantly strengthened un-drained deformation has a diffusive instability on a long enough timescale when the underlying deformation is unstable.»

Donc, qu'un lieu inondé adjacent à un milieu non inondé de densités différentes pourrait surmultiplier les effets sismiques de propagation d'onde.

Ces ondes sismiques peuvent ré-initiées des fractures dormantes.

Mais surtout, rien dans les sciences de la terre ne peut être pris pour acquis. C'est une science imprécise, et j'opposerai ici deux voix qui présentent cette réalité, l'une sous un angle corporatif de gestion du risque et l'autre purement académique.

M. David Geoffrey Toll¹⁹, expert en Intelligence Artificielle et qui prône une concertation multidisciplinaire dans la détermination des risques liées à la Géologie dont entre autres les sciences Sismique, Mécanique des roches, Mécanique des sols, Géologie, Hydrologie, Stratigraphie, Réseaux Neurologique, Mathématiques, du Risque, etc... :

« Geotechnical engineering is known as an imprecise area of engineering due to the fact that we are dealing with a material produced by nature (the ground). In many circumstances, our fundamental understanding of soil, land, rock behavior still falls short of being able to predict how the ground will behave. »

¹⁸ "Off-fault plasticity and earthquake rupture dynamics: 2. Effects of fluid saturation", Rice J.R., Viesca R.C., Templeton E.L. (2008), Journal of Geological Research, Vol 113, B09307

¹⁹ "Artificial Intelligence Applications in Geotechnical Engineering" Toll D.G., 1996, EJGE European Journal of Geomechanical Engineering, Invited Paper for seminar on risk applications.

Le premier chapitre de « Rock Fractures and Fluid Flow », un collectif des plus grandes autorités en sciences de la terre, orchestrés par le Committee on Fracture Characterization and Fluid Flow (1996)²⁰, comité créé sous l'hospice du National Research Council des États-Unis, présente le thème des fractures et de la circulation des fluides ainsi :

« Fractures are important in engineering, geotechnical, and hydrogeological practice because they provide pathways for fluid flow. Many economically significant petroleum, geothermal, and water supply reservoirs form in fractured rocks. Fracture systems control the dispersion of chemical contaminants into and through the subsurface.

The application of fracture characterization and fluid analysis in engineering, geotechnical, and hydrological practice involves addressing three key questions: How can fractures that are significant hydraulic conductors or barriers be identified, located, and characterized? How do flow and transport occur in fracture systems? How can changes in fracture systems be predicted and controlled?

In the final analysis, there is no prescribed procedure that can be followed to address flow and transport in fracture systems...the tools described here can be applied only in a manner appropriate to the specific geology and application under consideration. »

Troisième Partie : L'étude de 1988 et 1989 de Troy W. Michie²¹ et commandé par API et le DOE afin de déterminer les probabilités liés au risque à la USDW

Les réseaux de migration hydriques et gazeux dans les couches sédimentaires ont encore beaucoup de secret pour la science. Le Québec, de son propre aveu connaît encore mal ses sols. Par exemple, Michel Malo, expert de cette commission, dans sa présentation à cette audience indique que les qualités de porosité et de perméabilité, et des schistes de l'Utica, et de ceux de la Lorraine sont encore inconnues.

Ses schistes offrent une variété de concentrations de minerais sur toute leur étendue. Les données de documents promotionnels produit par l'industrie et le gouvernement (Questerre, Talisman et MRNF direction des hydrocarbures) donnent des concentrations relativement changeantes d'argile (15% à 51%), de quartz (10% à 40%) et de calcite

²⁰ "Rock Fractures and Fluid Flow: A Contemporary Understanding and Applications", 1996, Committee on Fracture Characterization and Fluid Flow, US National Committee for Rock Mechanics Geotechnical Board, Board on Energy and Environmental Systems, Commission on Engineering and Technical Systems, National Research Council (of the United States). www.nap.edu/catalog/2309.html

²¹ *Oil and Gas Industry Water Injection Well Corrosion, Prepared for API, Michie & Associates 1988; A Review, Oil and Gas Industry Water Injection Well Corrosion, Prepared for API, Michie & Associates (sans date mais on présume 1988); Les deux documents annexes (Tables and Figures) (sans date mais joint à l'étude 1988); Status Update of Williston Basin Class II Injection Study , Michie & Associate (1989).*

(10% à 60%). Ces résultats sont importants car ils sont indicateurs de caractéristiques différentes des milieux. (Voir les relevés du MNRF à l'Annexe 5)

Les sédiments ne sont jamais parfaitement imperméables. Et si ils le sont en petit, en grand ils sont le plus souvent perméable du aux mouvements et pressions continuels des sols, des forces macro géologique. La documentation de l'industrie, quant aux caractéristiques des sols, autres que ceux directement concernés par leur exploitation est relativement mince. Et c'est la raison pour laquelle il est relativement surprenant de voir la reformulation de l'affirmation d'impossibilité de perméabilité des couches sédimentaires, au-dessus des fracturations, qualifiée d'absolu ou presque.

Rock Fractures and Fluid Flow (1996) explique au chapitre 4 :

« Petroleum industry experience has shown (eg Willis et Al. 1986) that a low 'background' density of fractures is ubiquitous in sedimentary rocks and that failure to account for it may result in un-interpretable shear-wave data. Such low fracture densities may not correspond to fracture permeabilities of great production significance; however, they may affect the subsurface fluid pressure régime. This happens because fractures may penetrate formations (**e.g., shales**) that would otherwise form pressure seals, thus establishing hydraulic continuity and a local hydrostatic pressure gradient over thousands of meters of section. »

L'industrie a, de façon savante, répété l'affirmation d'imperméabilité et de non propagation des fluides ou hydrocarbures verticalement sans qu'elle ne soit étudiée de façon appropriée par, ou l'industrie, ou les agences gouvernementales.

Un document en particulier mérite notre attention. Il s'agit du document : « Modern Shale Gas Development in the United States : A Primer (2009) »²² (Référé tout au long de ce mémoire comme : « ...A Primer »). Les auteurs sont une agence gouvernementale, le Ground Water Protection Council (GWPC) et une firme de consultant en ingénierie, ALL_Consulting, dont un membre, M. Bohm est venue faire une présentation devant cette commission. Ce document fut commandé par le DOE.

Autour de ce document, « A Primer.. », la Américan Petroleum Industry (API), le GWPC, le Environmental Protection Agency (EPA) de l'état Américan, Le Department of Energy (DOE) des Etats-Unis, le National Energy Technology Laboratory (NETL) et plusieurs intervenant de l'industrie et de la recherche académique ont créé ce que l'on pourrait décrire un système circo-référentiel. Ce système fait en sorte que tout référence quant à la prétendue impossibilité de contamination, par le bas, de la nappe phréatique par l'activité de fracturation revient à ce document. Or ce document, offre comme argument une étude qui a produit des statistiques qui sont basées sur une recherche d'il y a vingt-et-un an. La recherche en question a été commandé par API et DOE à un

²² "Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer", Prepared by the Ground Water Protection Council (GWPC) et ALL-Consulting pour le compte de la US Department of Energy, (DOE) (Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory), April 2009, Ref:DE-FG-04NT15455.

ingénieur du nom de Troy W. Michie. M. Michie a travaillé et produit des papiers de recherche avec C.A. Koch, et sa firme Michie and Associates. De plus, une révision finale, intitulé « A detailed API study defines injection well failure risks », produit avec l'aide de M. W. Yates (cette dernière étude n'est qu'un commentaire qui résume l'étude précédente).

Ce que l'on doit comprendre de cette étude est qu'elle était la première tentative de développer une mesure quantitative de risque de la contamination de la nappe phréatique (nappe phréatique défini comme Underground Source of Drinkable Water (USDW) avec des paramètres décrits en annexe). Cette étude utilisait une base de données préparées par la Massachusetts Institute of Technology (MIT). L'objet principal de cette étude était la corrosion potentielle des tuyaux de puit dû à une haute teneur en sel des saumures que l'on retrouve dans le Williston Basin (Les Dakotas et le Montana). Pour cette étude, mais aussi selon la API et le DOE, le seul danger de contamination pouvait être et est toujours principalement celui dû à des fuites occasionnées aux tuyaux liées à la corrosion. Et donc la possibilité de ces fuites de provoqués des remontés des eaux d'injection soit par l'annulus ou soit en bordure du puit le long du puit.

D'ailleurs, non seulement les deux études principales indiquent le peu de ce qu'elles couvrent comme danger potentiel, mais on peut aussi y comprendre l'ampleur de ce qu'elle ne couvre pas :

Dans Oil and Gas Industry Water Injection Well Corrosion (Michie & Associates Inc. Feb 1988)

- Define the geographic areas where water injection well corrosion could be a potential source of release to the environment
- Define the problem areas by basin
- By basin, determine the likelihood of water escaping an injection well and ultimately reaching the USDW
- Evaluate the effects that well completion and corrosion mitigation practices have on water injection well casing leaks
- Establish upper bounds for potential contamination frequency to substitute for EPA's assumed 100 percent failure probability for use in subsequent risk assessments to be performed by API

Dans Evaluation of Injection well risk management (Michie and Koch sept 1989)

- Purpose of the Williston Basin study was to test the feasibility of constructing a risk-based database and to evaluate the risk approach as a supplement to existing UIC regulatory programs. (Et l'outil de départ de programme d'analyse de risque utilise la recherche de Michie & Associate 1988)

Dès 1992 pourtant le Underground Injection Practices Research Foundation (UIPRF), agence du gouvernement américain, dans une étude commandée par le DOE, décrit la recherche de Michie avec les remarques et suggestions suivantes :

Dans State Assistance with Risk-Based Data Management (Phase I) 1992

- ...The above exemple shows a total failure rate of approximately 10.6%; the actual MI failure may more accurately be approximately 15.5 percent based on EPA's estimate of total pre-MIT's (or approximately 166 MI failures over a 5 year periods opposed to the 114 reported)
- ...Considering these theoretical calculations, the probability of water from an injection well reaching a USDW, in a given year, ranges from approximately 1 in 18,000 to 1 in 50,000,000.

Vous voyez donc, que dû à des données incomplètes de la part du Massachusetts Institute of Technology (MIT) les statistiques de Michie ont été divisé par 11 pour la borne inférieur et par 4 pour la borne supérieur.

On note aussi une autre remarque très importante et qui passe inaperçu : « In a separate report prepared by the EPA (SMC Martin Inc. August 1987), it was noted that one waterflood project in north central Michigan experienced approximately 90 mechanical integrity failures in a single year. This would result in higher MIT failure percentages than noted in the Cadmus report (1991) ».

Effectivement, le traitement de base de Michie estime, dans sa méthodologie, que pour qu'une fuite puisse se produire, plusieurs événements de défektivité doivent se produire et pour cette raison on multiplie la probabilité que les deux événements se produisent simultanément.

Or, la compréhension du risque élaboré depuis plusieurs années, et dont Mandelbrot à essayer de communiquer l'essentiel pendant la crise économique récente, explique que en ce qui a trait aux activités humaines, les événements exceptionnels se produisent habituellement en groupe ou en chaîne. Ceci est dû entre autre aux dépendances systémiques des événements potentiels; Mandelbrot²³ à aussi commenté sur les qualités « fat tails » (queue épaisses) des distributions même dans des contextes d'indépendance. Ceci veut dire que la probabilités d'incident se situant aux extrémités des probabilités (loin de la moyennes) ont plus de chance de se produire que ne l'indiquerait la distribution standardisé utilisé (qu'elle soit log normale, normale, centré réduite, etc)

Par exemple, les accidents d'avions sont habituellement le résultat d'une cascade d'événements qui se succèdent. La probabilité de cet accident ne représente pas la probabilité de chacun des événement de défaillance isolé se produisant simultanément, parce que des raisons qui regroupent la probabilité de ces événements son directeur de leur probabilité d'occurrence simultanée ou en chaîne. Un avion mal entretenu aura plusieurs vulnérabilités qui s'accumuleront et s'additionneront, alors lorsque un événement est déclenché, la totalité des vulnérabilités se déclenche en succession, et ne représente plus leur niveau de probabilité isolé.

²³ "Heavy Tails in Finance for independant or multifractal price increments", Benoit Mandelbrot, 2003, dans *Handbook of Heavy Tails Distributions in Finance*, Elsevier Finance ET "Scaling in Financial Prices: I. Tails and dependence, Benoit Mandelbrot, 2001, Quantitative Finance Volume I (p.113-123).

Revoyons d'abord 1) les affirmations de ALL-Consulting dans leur présentation à la commission avec le document « Horizontal Drilling and Hydraulic Fracturing... »; 2) et les probabilités énoncées dans « Modern Shale Gas Development in the US : A Primer », produit par ALL-Consulting et le GWPC commandé par DOE (Office of Fossil Energy and NETL) :

GROUNDWATER RISK

- A 1989 API & DOE study determined that in basins with “reasonable” likelihood of corrosion, the risk probability of injectate reaching a USDW ranged from 1 in 200,000 to 1 in 200,000,000 for UIC wells
 - Injection is on a continuous basis
- Shale Gas Hydraulic Fracturing Differences
 - Very short in duration
 - Within multiple installed concentric casing strings and cement
- Risk is very low



ALLCONSULTING

Et maintenant, observons la même présentation par All-Consulting et GWPC dans « ...A Primer » :

Analysis of the redundant protections provided by casings and cements was presented in a series of reports and papers prepared for the American Petroleum Institute (API)²⁵⁶ in the 1980s. These investigations evaluated the level of corrosion that occurred in Class II injection wells. Class II injection wells are used for the routine injection of water associated with oil and gas production. The research resulted in the development of a method of calculating the probability (or risk) that fluids injected into Class II injection wells could result in an impact to a USDW. This research started by evaluating data for oil and gas producing basins to determine if there were natural formation waters present that were reported to cause corrosion of well casings. The United States was divided into 50 basins, and each basin was ranked by its potential to have a casing leak resulting from such corrosion.

Detailed analysis was performed for those basins in which there was a possibility of casing corrosion²⁵⁷. Risk probability analysis provided an upper bound for the probability of the fracturing fluids reaching an underground source of drinking water. Based on the values calculated, a modern horizontal well completion in which 100% of the USDWs are protected by properly installed surface casings (and for geologic basins with a reasonable likelihood of corrosion), the probability that fluids injected at depth could impact a USDW would be between 2×10^{-5} (one well in 200,000) and 2×10^{-8} (one well in 200,000,000) if these wells were operated as injection wells. Other studies in the Williston basin found that the upper bound probability of injection water escaping the wellbore and reaching an underground source of drinking water is seven changes in one million well-years where surface casings cover the drinking water aquifers²⁵⁸.

J'ai donc entrepris des démarches afin de me procurer les documents en question, en communiquant avec le DOE et le GWPC, ce qui m'a permis de me faire envoyer les documents suivants par All-Consulting:

- *Oil and Gas Industry Water Injection Well Corrosion, Prepared for API, Michie & Associates 1988;*
- *A Review, Oil and Gas Industry Water Injection Well Corrosion, Prepared for API, Michie & Associates (sans date mais on présume 1988);*
- *Les deux documents annexes (Tables and Figures) (sans date mais joint à l'étude 1988)*
- *Status Update of Williston Basin Class II Injection Study, Michie & Associate (1989)*

Je recopie ici les calculs d'un exemple de l'étude proposés par les auteurs leur permettant d'établir leur probabilité :

- **Permian Basin Leaks Per Well-Year**
 - **Tubing = 0.1**
 - **Production Casing = 0.032**
 - **Surface Casing = $0.032/37 = 0.0009$**

- **Probability of Three Simultaneous Leaks in a Year**
 - **100 % Surface Casing = $0.1 \times 0.032 \times 0.0009$
= 0.0000028**
 - **0 % Surface Casing = 0.1×0.032
= 0.0032**

Voici de façon générale l'établissement de leur discipline statistique. On présente un calcul basé sur le concept empirique d'observation : ...On a observé que tant de puits fuyaient au niveau des tuyaux, tant de puits au niveau du coffrage de production, et tant de puits fuyaient au niveau du coffrage de surface. Le chiffre de 37 représente un facteur qui est calculé comme le ratio de probabilité de corrosion à la surface par rapport au profondeur où logent le coffrage de production en différenciant entre les capacités corrosives de la nappe phréatique potable (USDW) de surface et celles des saumures.

Dans le texte on indique que le danger de contamination de fluides à la USDW doit se mesurer en quantité potentielle de fluides injectées pouvant se déverser dans la USDW, en faisant l'hypothèse que puisque les puits sont observés pour leur potentiel d'incident de fuites simultanées, toute fuite ne pourrait durer plus que 15 jours. Or, comme on peut le constater, aucun ajustement n'est fait pour cette simultanéité. Il faudrait utiliser un théorème de Baye afin de calculer une conditionnel qui pourrait s'articuler ainsi, qu'elle est la probabilité que le coffrage de surface subisse une fuite quand les tuyaux ont eu une fuite, quelle est la probabilité que le coffrage de production subisse une fuite quand les tuyaux ont subi une fuite et qu'elle est la probabilité que le coffrage de surface subisse une fuite quand le coffrage de production subit une fuite.

Nous serions obligés de faire cet exercice si nous n'avions pas d'observation, or la recherche devait offrir les observations de fuites simultanées. Toutefois, dans les documents fournis par la recherche de Michie, nous n'avons que des tableaux où les résultats finaux sont affichés, et où la probabilité des incidents simultanés est calculée en maintenant l'indépendance. Le texte dit pourtant : « However, monthly monitoring of injection pressures and volumes in accordance with UIC requirements will identify essentially all simultaneous casing and tubing leaks that have a potential for contaminating a USDW. » Surprenant de ne pas avoir affecté des probabilités par ces observations empiriques. D'ailleurs, seulement 6% des puits faisant l'objet de la base de

données étaient des puits de gaz, une autre dissimilitude entre l'objet de l'étude et la situation des gaz de schistes.

Par exemple, si nous savions que lorsqu'il y a une fuite dans les tuyaux, il y a 20% de chance que le coffrage de production associé soit affecté, nous avons une toute autre perception d'une vulnérabilité de la USDW, que lorsque l'on multiplie les probabilités indépendantes, comme si la possibilité de ces incidents n'avait aucune dépendance entre eux. Ainsi, plutôt que d'avoir 0,0032 probabilité de fuites simultanées, nous aurions 0,02.

Un autre problème est l'unité de well/year, qui donne une perception moins importante d'incident probable de contamination potentielle. Il faut comprendre que la pression dans un puit d'injection comme ceux qui ont fait l'objet de l'étude ne subisse pas les mêmes niveaux de pressions que ceux de fracturation hydraulique.

Par exemple, pour le Williston Basin, l'annexe des tableaux indique que 676 puits servaient à l'injection pour le SWD (Salt Water Disposal) et le EOR (Enhanced Oil Recovery). Ceux-ci voyaient leur débit mesurer à 419,386 barils par jour d'eau et de fluides salins. Ceci revient à approximativement 90,000 litres / par jour/ par puit. Or la fracturation injecte en moyenne 20 millions de litres en quelques jours par puits (ou par stage, l'industrie ayant tellement désinformé le public qu'il est difficile de distinguer les éléments véridiques des demi-vérités), les chiffres exacts n'étant pas disponibles de l'industrie. Le document « ...A Primer » présente la possibilité de 500,000 gallons américains de fluides par stage, ce qui donnerait, pour un puit horizontal à 10 stages, 5 millions de gallons, donc 18,9 millions de litres, ce qui est prêt du 20 millions de moyennes présentés par l'APGQ. Espérons que cette information soit exacte. Les puits d'injection sont uniques alors qu'un forage de fracturation surplombe 10 puits en moyenne.

On comprend tout de suite que la pression joue un très petit rôle dans un puit conventionnel d'injection. Si l'on considère non seulement que le potentiel de contamination perdure même lorsque l'on n'injecte pas de fluides, et ceci pendant toute la durée de vie du puit et que chaque forage porte 10 puits en moyenne, alors il faut rajuster la probabilité en la multipliant par un facteur de 250. Car l'on se soucie plus de quelle est la probabilité qu'une fuite puisse causer une contamination à proximité d'un site. Et que se soit demain ou dans vingt ans n'a pas beaucoup d'importance en terme de protection de nos ressources.

Donc, le souci devrait se comprendre sous une formule où, par exemple, on détermine qu'elle est la probabilité pour un aquifère (local ou délimité) d'être contaminé par l'activité de schiste dans sa région tant que durera cette exploitation; et donc non seulement au moment de la fracturation, ce que ALL-Consulting présentait comme la période critique.

Dans le cas de fuites dû à la corrosion du système, il est clair qu'un puit où les saumures sont particulièrement fortes verra l'ensemble du système affecté par ces saumures, ou bien un forage où une négligence ou complaisance systémique a pris place verra

l'ensemble du système exposé à des bris plus fréquents. À ce moment, chaque bris potentiel calculé individuellement par partie d'équipement multiplier entre eux ne représente absolument plus les probabilités de défauts multiples du système.

Rajoutez à cela un contexte géologique où rien ne peut être pris pour acquis. Les sciences de la terre sont des sciences imprécises, où même si les dernières années, de nouvelles technologies ont permis des sauts importants dans nos capacités à observer, nos capacités à prévoir demeurent très contenues.

Il est aussi révélateur que le Canada et l'Agence Atomique du Canada ont travaillé pendant des années afin de déterminer le lieu d'enfouissement en profondeur de rejets radioactifs nucléaires pour enfin asseoir leur choix sur une région du Manitoba. Pourquoi cette région ? Elle représentait moins de risques que des déchets enfouis à 9000 pieds de profondeur, dû à son profil monoclin et les caractéristiques sédimentaires de ses sols, que ses déchets, s'ils venaient à se libérer de leur contenant scellé, puisse rejoindre la nappe phréatique. Le risque à la nappe phréatique de ces déchets était considéré fort probable.

Pourquoi n'avoir pas choisi le corridor #2 de l'Utica pour enfouir ses déchets nucléaires ? Je vous le demande. Rappelons ici le profil en structures plissées et fracturées du Québec pour la Plateforme du St-Laurent et le Plis Appalachiens, lieu des exploitations de schistes potentielles. Il est à noter, qu'autour de cette controverse, la Saskatchewan ainsi que le Manitoba en ont profité pour passer des projets de Loi interdisant tout enfouissement de déchets nucléaires dans ses sols. Et la réponse pour le Québec : Le Québec a passé une loi afin d'interdire tout enfouissement d'élément radioactif sur son territoire.

Et maintenant, il faut bien nuancer, le travail de Michie est important parce qu'il est la première tentative de créer une discipline et structure d'analyse de risque (Risk-Based Data Management System, RBDMS) pour l'industrie d'exploitation des hydrocarbures. Cette essai est une réussite dans le sens où il a motivé les différents États de l'Amérique à se doter d'un système d'analyse de risque.

Toutefois, de prendre les résultats de Michie & Associates (1988) et le travail de Michie et al. (1989) et de les appliquer sans ajustement pour tout ce qui s'est passé dans la compréhension de la science de l'analyse du risque, et de l'appliquer sur un cas dont les critères d'exposition au danger sont relativement différents du « High Flow High Pressure Fracturing », ne peut être qualifié que de mauvaise foi.

De plus, il est intéressant de noter que lorsque ces statistiques sont données (celles citées dans « A Primer »), on laisse sous-entendre qu'elles résultent de la considération de toutes les formes possible de contaminations par le bas, or il est clair que la remontée par les couches sédimentaires, soit de fluides de fracturations et/ou d'hydrocarbures, n'est absolument pas prise en considération.

Encore une fois, Rock Fractures and Fluid Flow, chapitre 2, explique :

« There is a great need to understand the micromechanical processes of faulting in a host of common geological media (e.g., unconsolidated sediments, SHALE, sandstone, limestone, granite), the localization of deformation into zones, and possible effect of deformation on fluid flow. »

Or, les schistes de la Lorraine et d'Utica ont subi des déformations importantes dû au pression sous-jacente de la province de Greenwood, où elles sont assises, ce qui a produit ces couches en escaliers et ce recourbement qui voit chacune d'elles remonter, plier, vers la surface.

Un autre document produit par le GWPC et commandé par le DOE, Office of Fossil Energy, Oil and Natural Gas et par le NETL commente le risque que les fluides et les hydrocarbures puissent remonter par les couches sédimentaires de la façon suivante :

Since the EPAs 2004 study found no confirmed cases of contamination from relatively shallow hydraulic fracturing of CBMs reservoir, it is not unreasonable to conclude that the risk of fracture fluid intrusion into ground water from hydraulic fracturing of deeper conventional and unconventional oil and gas zones could be considered very low because:

- there is often significant vertical separation between the fractured zone and ground water zones, especially in the majority of deep shale gas plays;
- well construction requirements in most states include provisions for cementation above producing zones and a cross ground water zones;
- there are frequently layers of rock between the fractured zone and ground water zone that are capable of accepting fluid under pressure, which would lower the available fluid that could reach a ground water zone;
- there are also frequently layers of rock between the fractured zone and ground water zone through which vertical flow is restricted; thus serving as hydraulic barrier to fluid migration;
- The use of advanced computer modeling in fracture design has increased the ability to predict the three dimensional geometry of fracturing; which lowers the likelihood of a fracture job extending into an unintended zone.

Ces remarques pourraient être qualifiées non seulement de générales et qualitatives, mais aussi de « wishfull thinking ». Excusez l'expression en anglais, mais elle traduit bien l'attitude ici. Ces propositions ont plus à voir avec une espérance qu'avec des faits et une approche scientifique. C'est un peu comme si on vous disait : On ne mettra pas de barrière ici, parce que si quelqu'un tombe, quelqu'un devrait pouvoir l'attraper au passage.

Pourtant API offre des remarques qui laissent à pondérer les propositions précédentes. Dans son document « Hydraulic Fracturing Operations-Well construction and Integrity Guidelines » Octobre 2009, on peut lire : « The extent that the created fracture will progagate in the vertical direction toward a USDW is controlled by the upper confining

zone or formation. » Si il est vrai, selon eux, que les fractures créées sont arrêtées par la couche sédimentaire supérieure à celle d'exploitation, il doit y avoir une démarcation net entre les stress des deux formations, ou des qualités de dureté ou de flexibilité qui préviennent la propagation. Or, les documents promotionnels préparés par le MRNF offre la démonstration qu'il n'y a pas de division claire entre où le Shale d'Utica commence et où la Lorraine se termine. *(Ceci est basé sur les données fournis par la Direction des Hydrocarbures du MRNF et où mon observation indique que les concentrations d'argile, de quartz et de calcite ne sont pas déterminante dans la ligne de démarcation, mais plutôt le saut de concentration de Matière Organique Total (TOC) qui en soi ne détermine pas les qualités de ductilité ou de brisance de la roche).* C'est une transformation transitoire, qui de l'explication des experts mêmes de la commissions ont les mêmes caractéristiques générales puisque toutes deux des schistes. **Mais surtout « Rock Fractures and Fluid Flow » explique que les fractures ne sont pas délimitées par les formations ou groupes sédimentaires.**

La documentation académique qui se spécialise dans les caractéristiques des fractures explique dans quantité de documents, que les fractures naturelles se propagent par delà les frontières de transition sédimentaires.

Et d'ailleurs, l'industrie elle-même comprend mal les vulnérabilités sédimentaires qu'elles décident de confronter. C'est une des raisons qui leur fait répéter qu'ils sont un « Trial and Error business », c'est-à-dire qu'ils apprennent par **essai et erreur**. Ceci ne changera pas, parce que l'industrie évolue dans le contexte d'un milieu dont la connaissance est « imprécise ». Ceci ne veut pas dire que les gens qui y participent sont imprécis en soi, ou qu'ils ne savent pas ce qu'ils font, mais cela veut dire que la capacité de prévoir ce qui va se passer dans les sols n'est pas très bonne en dehors de leur souci principal, soit l'exploitation. Et à chaque puit, on s'ajuste.

L'industrie se vante d'avoir une très bonne courbe d'apprentissage, mais cette apprentissage à beaucoup plus à voir avec l'élément d'exploitation qu'avec la prévention d'externalités. Et lorsque l'on voit les efforts et les incroyables sommes d'argent mises sur la détermination du potentiel de la ressource pour toute l'industrie, il est tout à fait raisonnable de se sentir insulté par des statistiques et probabilités de risque, en ce qui concerne les externalités, vieillottes et inadéquates.

Cette approche laisse des externalités, dont certaines ne peuvent plus être contrôlées par l'entreprise lorsqu'elles ont été créées. C'est le cas des fluides de fracturations et des hydrocarbures qui ne remonteront pas vers le puit. Vous devez comprendre par exemple, que jusqu'aux années 1960 l'industrie ne se souciait des problèmes liés à la nappe phréatique, dans la mesure seulement où les eaux des nappes phréatiques pouvaient contaminer leur exploitation d'hydrocarbures²⁴. Ce sont les efforts gouvernementaux qui ont renversé cette culture en imposant un encadrement pour protéger de la contamination les USDW; et c'est de ces efforts qu'est né, en autres, le UIC classification.

²⁴ State Oil and Natural Gas Regulations Designed to Protect Water Ressources, prepare par GWPC, pour le compte du NETL et payé par DOE, 2009.

Ici, il est essentiel de vraiment comprendre comment les externalités s'inscrivent dans notre dynamique sociétale. Une externalité est un risque qui se dissocie de la propriété à laquelle il est lié. Il faut entendre ici la propriété dans son sens le plus large. Un des fondements du capitalisme est le droit à, et la protection de ce droit à, et la jouissance et le contrôle de cette propriété dans son sens le plus large; entre autre, le droit de propriété du capital productif. Dans ce droit à la propriété, on mesure la qualité d'un capitalisme à la minimisation des externalités, quelles soient positives ou négatives. Quand une entreprise veut prendre un risque, elle doit donc s'assurer qu'elle préserve ce risque au sein de son activité, qu'elle en soit le médium. Or, lorsque l'on accepte, sans les freiner, les externalités, on offre l'opportunité au preneur de risque de recevoir une récompense pour un risque qu'il n'a pas assumé. Depuis 25 ans, on essaie de diminuer la responsabilité des entreprises à assumer le risque qu'elles prennent et ce qui veut dire minimiser les externalités. Or, pour ceux qui prétendent respecter le capitalisme, il ne peut y avoir une attitude de négligence à contrôler ces externalités.

Pankaj Ghemawat (1991)²⁵ dont le travail s'inscrit dans la continuité de l'approche stratégique de Micheal Porter consacre un ouvrage à la stratégie de l'engagement. On peut y comprendre que Ghemawat propose aux entrepreneurs, puisque de son observation toute stratégie comporte un degré d'ambiguïté, que dans l'absence d'une opinion sur la distribution des probabilités d'un certain projet ou même d'une ambiguïté quant à sa résolution, il peut être stratégiquement payant de s'y commettre.

Ghemawat à puiser une partie de sa compréhension du risque non quantifiable sur le travail de Frank H. Knight (1921)²⁶ qui disait :

« Our preliminary examination of the problem of profit will show, however, that the difficulties in this field have arisen from a confusion of ideas which goes deep into the foundations of our thinking. The key to the whole tangle will be found to lie in the notion of risk or uncertainties and the ambiguities concealed therein. (Risk theories fall into confusion by failing to distinguish between risk in the sense of measurable probability and an uncertainty which cannot be measured) »

Par cette observation, Knight évoquait les dissimilitude entre l'incertitude qui permet d'être relativement anticipé par des techniques scientifiques et qu'il appelle le risque, et l'incertitude quant à la distribution des probabilités qui ne peut être capturé ou anticipé.

Or, si l'entreprise se commet dans l'incertitude, les dangers inhérents à son activité doivent affectés seulement ou presque seulement l'entrepreneur et son projet. Si ils deviennent une externalités, alors il est facile de se commettre puisque l'on assume pas le risque que l'on crée.

Les sciences de la terre, dans la situation qui nous concerne, sont exactement dans une situation d'incertitude où aucune distribution de probabilité ne peut nous être d'assistance

²⁵ Commitment: the dynamic of strategy”, Ghemawat Pankaj, Harvard Business School, 1991, Free Press

²⁶ “Risk, Uncertainty and Profit”, Knight Frank H., 1921, Harper Torchbooks

quand on décide de déterminer la possibilité de remontée verticale des fluides et/ou des hydrocarbures par les sédiments.

Les gouvernements sont là pour s'assurer de minimiser les externalités, pas simplement pour en contrôler l'intensité des effets. Puisque nous vivons dans un système où, dû à l'excroissance des dimensions des intervenants corporatifs, les intermédiaires actuelles on amputés la capacité du publique à neutraliser et à minimiser ses externalités, il en revient donc au gouvernement de les minimiser.

Rappeler vous que l'industrie se refuse à reconnaître qu'elle est jamais été responsable de contamination d'une seule USDW. Le directeur de Talisman Energy l'a exprimé sans retenu et avec fierté. Il faut pourtant en venir à l'évidence que c'est comme les fabricants de cigarettes qui nous expliquaient que la cigarette ne causait pas le cancer. Je ne prétend pas que le nombre de cancer causé par l'industrie de la cigarette s'applique à l'industrie du gaz de schiste, mais l'attitude et la stratégie est la même : « Deny, deny, deny » (Démentir, démentir, démentir).

Ici, deux textes, sur les centaines que j'ai recensés, présentent des vulnérabilités non anticipé de l'industrie. Des vulnérabilités auxquelles elles ont du s'adapter après les faits.

Zoback et Barton (1998) :

« Drilling-induced wellbore failures provide critical constraints on the *in situ* state of stress. Knowledge of the relationship between natural fracture systems and tectonic stresses has direct application to problems of reservoirs performance, hydrocarbon migration and wellbore stability.

...In most reservoirs, the natural fractures and faults provide the primary pathways for fluid flow.

...Both drilling induced and drilling enhanced fractures often form a systematic set with similar features over a depth range, for example, in an echelon fashion. »

Flemings et al (1998) considère la migration non-anticipée dans des puits conventionnels dans Secondary Migration Via Fracture Permeability in SHALES:

«...in some horizons migration occurs by fracture permeability due to the reservoir pressure reaching a critical value that induces faulting and fracturing of the cap rock... »

Sur ce, ajoutons les observations de Dwi Hudya F. et al (2007) :

« In stress sensitive reservoirs, particularly in carbonates, pressure depletion may alter geomechanical stresses of rock and cause natural fractures within the reservoir to be reactivated due to their critical stress state. Slip along these critically stresses fractures will rupture the seal and could cause the natural fractures to become conduits for fluid/gas flow,

which could change how we understand or model production...some of these critically stressed fractures could extend in the water leg and drive water upward through the gas-oil reservoir. We believe the latter may have occurred in the Gunung Kembang field, Indonesia...

...To further analyze the root of the problem as well as to minimize the risk of drilling the next suite of horizontal wells in Gunung Kembang field, a geomechanical study was performed to construct a geomechanical model that fully describes the current stress state in the field... »

Alors que la plupart se satisferont d'explications incomplètes afin de mettre au repos l'idée qu'il y a un danger potentiel que les fluides de fracturations et/ou les hydrocarbures puissent remonter par les couches sédimentaires, j'aimerais ici communiquer que ceci confirme simplement qu'aucune étude sur le sujet n'a effectivement été produite ou considérée. Le jugement ici est qualitatif et non quantitatif. Chacune de ces considérations est de types génériques et ne considère que les caractéristiques génériques possible des sédimentations. Aucun accent n'est mis sur le changement caractéristique du sédiment local par la fracturation, etc...

En fait, sur ce danger potentiel, il est impossible de produire une étude statistique à porter général car chaque situation est unique. Donc, seule une appréciation qualitative est possible. Si c'est le cas. Une grande modestie est requise en terme de bien mesurer la portée des externalités potentielles.

À ces hypothèses génériques du GWPC, j'aimerais opposer les considérations de Tom Myers PhD., ingénieur, spécialiste et consultant en hydrologie. Il apporte une série d'analyse et de commentaires sur le Rapport du New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC) concernant le Marcellus Shale:

« Fracturing primary effect on the conceptual flow model is to change the properties of the target formation (coal or shale). If those changes extend to the edge of the shale formation or coal seam, the flow between the shale or coal and the surrounding formations could change. For example, when groundwater flows from one formation to another, it always refracts depending on the hydraulic conductivity differences. Big changes could occur within the shale because it has such low natural conductivity that fracturing could very substantially change the flow direction. The shale in its natural state is an aquitard; if the conductivity changes enough to affect this classification, fracturing will have caused an immense change in the flow model.

It is also possible that fracturing could affect natural fractures that extend through target formation. Hydraulic fracturing could increase the conductivity along the fractures which would increase the flow. Fracturing would increase conductivity by enlarging the pores and breaking blockages among pores. Thyne (2009) showed that methane could move vertically along faults and fractures several thousand feet to contaminate near-surface domestic wells. »

Plus tôt, on y explique :

« ...Industry and regulators expect neither of these methane sources to contaminate groundwater and therefore have little thought to monitoring water quality near the developments...the NYSDEC claims there has never been any groundwater quality issues documented. **The problem is they have never looked...** »

Il est donc évident que, malgré les représentations de l'industrie et de certaines autorités gouvernementales aux USA ainsi qu'au Canada, ainsi que celles faites devant cette Commission, aucun travail quantitatif n'a été fait sur la possibilité du danger d'avoir des remontées verticales de fluides de fracturation et/ou d'hydrocarbures, en travers des sédiments, jusqu'à la nappe phréatique.

D'ailleurs, M. Bohm, de ALL-Consulting, dans un document préparé par son organisation et qui s'intitule « A Comparative Analysis Hydraulic Fracturing and Underground Injection » utilise l'expression, quand il veut quantifier les risques de remontée des fluides vers la surface USDW de la même étude du API et DOE 1989 : ...risks of fracturing fluids reaching a USDW would generally be far less.... Ce qui laisse entendre que la probabilité que les fluides de fracturations remontes à la USDW est plus petite pour la fracturation que pour l'activité des puits faisant l'objet de l'étude (donc une probabilité plus petite que 1 sur 200 millions).

Indication possible que la probabilité, que même dans l'encadrement restreint du travail de Michie (1988 et 1989), l'ajustement pour la situation des puits de fracturation n'ont même pas fait l'objet d'un exercice arithmétique « ...would generally be far less »; littéralement : « ...serait généralement beaucoup moindre... ».

Au Canada, où j'ai tenté de trouver auprès des divers intervenants gouvernementaux, de l'industrie, des universités et même des experts de la commission, je n'ai pu trouver un tel document. Un document²⁷ présenté par Ressources Naturelles Canada fait la même affirmation, sans référence bibliographique. Je leur ai demandé où cette affirmation avait pris sa source, et si je pouvais mettre la main sur un tel document, je suis toujours sans réponse (*En fait, je doit dire qu'après 5 semaines d'attente on a répondu sans me répondre. Plutôt que de me dire où cette affirmation avait pris source, quelle document pouvais-je lire sur le sujet, où cette possibilité ou impossibilité était traité scientifiquement; on m'a dit que l'industrie contrôlait parfaitement la longueur de ses fractures, que les fractures ne traversaient pas les couches sédimentaires différentes à celles de l'exploitation et qu'il n'y avait donc aucun danger parce que c'était tellement profond. On ma offert des liens hypertextes à des représentation graphiques de fractures*

²⁷ "L'ABC du gaz de schistes au Canada (note d'information sur l'énergie)", Office national de l'énergie, 2009. On peut y lire : "De plus, le réservoir soumis à une opération de fracturation se trouve généralement à deux ou trois kilomètres de profondeur et les fractures, tout comme les fluides de fracturation, ne peuvent se rendre jusqu'à une section aussi épaisse de la roche pour atteindre les aquifères à de faibles profondeurs où l'eau potable est extraite."

par illustrations 3D, que je n'ai pas cru bon de consulter car j'en ai déjà consulté suffisamment). Vous comprendrez que je ne considère pas cela une réponse à ma question, surtout que j'ai présenté, dans ce mémoire, des propositions scientifiques qui contredisent cette prétention.

En fait, la seule affirmation qui puisse être faite, en citant l'étude API et DOE 2009, conduite par Michie, est que la probabilité qu'un puit de fracturation crée une contamination de la nappe phréatique dû à un bri d'équipement directement lié au problème **de corrosion** dû aux saumures est plus petite que celle des classes de puits ayant fait l'objet de l'étude. Pourquoi ? Simplement, parce que les puits concernés par l'étude sont plus profonds, de 5,000 à 12,000 pieds de profondeur, et que dans le Williston Bassin, à partir de 5,000 pieds de profondeur, l'on rencontre des saumures exceptionnellement agressives et progressivement plus agressives plus on descend en profondeur. Mais aucune autre cause n'est prise en considération pour une éventuelle contamination par le bas de la nappe phréatique. L'industrie se complait à juger que c'est le seul risque véritable, le risque de corrosion; je crois avoir présenté assez d'opinions scientifiques divergentes à cette opinion afin d'élever un doute raisonnable.

Il est donc primordial que ce risque potentiel, celui de remontée par les sédiments, face l'objet d'une étude spécifique. Toujours en comprenant que cette étude ne pourra offrir qu'une conception qualitative de risque, que cette opinion formée ne pourra être généralisée, à cause de la variété de topographie du Québec. Elle pourra toutefois adresser à la fois les vulnérabilités des différents aquifères du Québec en plus d'adresser les caractéristiques régionales des différents sédiments liées à ses nappes phréatiques. Une telle recherche doit absolument être trans-disciplinaire afin de permettre à tous les spécialistes des nombreuses disciplines, qui évoluent rapidement, de bien mesurer l'étendue de l'incertitude de chacune des situations.

Recommandations :

La commission recevra, sans aucun doute, nombres de propositions de recommandations. Je limiterai donc les miennes au seul risque d'une contamination de la nappe phréatique par le bas.

1. Ma première proposition : Former un comité multidisciplinaire permanent dont le travail sera d'approfondir les connaissances des sols dans la perspective de mouvement des fluides, des hydrocarbures et des contaminants potentiels. Que se comité soit formé d'experts et spécialistes de l'analyse et technique de détermination du risque en plus d'un volet d'experts et de spécialistes de toutes les sous disciplines des sciences de la terre et spécifiquement des fractures et de leurs réseaux et du mouvement des fluides. Le jugement des risques potentiels liées à l'exploitation des schistes ne sera qu'une des déterminations de ce comité, puisque la connaissance et la compréhension de ses réseaux aura bien d'autres applications dans le future et ne peut servir que le bien commun. Ce comité pourra s'inspirer du travail effectué autour du document : « Guide Méthodologique pour la Caractérisation Régionale

des Aquifères en Roches Sédimentaires Fracturées » une collaboration de Ressources Naturelles Canada et de l'Institut National de la Recherche Scientifique (INRS) et produit par Martine M. Savard, René Lefebvre, Richard Martel, Michel Ouellet et Normand Rousseau. (2008); et aussi d'un comité comme le *Committee on Fracture Characterization and Fluid Flow* qui fut créé par le *US National Committee for Rock Mechanics Geotechnical Board* qui lui dépend du *Board on Energy and Environmental Systems* qui appartient à la *Commission on Engineering and Technical Systems* du *National Research Council (of the United States)*. Comité qui a produit l'ouvrage "Rock Fractures and Fluid Flow", mais comité hélas éliminé pour raisons budgétaires.

Je ne saurais trop sensibiliser ceux qui établiront un tel comité, que celui-ci ne puisse avoir en son sein des agents dont la formation fut, ou est, principalement la promotion dans un but d'exploitation des ressources naturelles. Pourquoi ? Si de tels agents pourront être consultés pour leurs connaissances, la nature humaine étant ce qu'elle est, l'attitude que requiert la formation d'un bassin de connaissances d'une tel nature ne peut aboutir de projet clairvoyant que lorsqu'il sont fait dans le plus pur sens académique et de désintéressement.

2. Deuxième proposition : Attendre 20 ans avant de considérer l'exploitation des gaz de schistes du Québec. Pour la simple raison que bien que la technologie disponible permette désormais à ces exploitations d'être potentiellement rentable pour une entreprise, il est trop tôt pour anticipé de façon responsable quelles pourraient être les conséquences à l'environnement et à l'équilibre des systèmes intégrés des sols et de même à la communauté Québécoises.

Les technologies de détermination de structures et de potentielles seront probablement suffisamment avancées dans vingt ans pour former une opinion et une visualisation des profils sédimentaires bien plus détaillés qu'aujourd'hui et se faisant, exposant toutes les structures de réseaux de fractures locales. Les coûts de telles technologies auront, entre temps, relativement baissés, les revenus potentiels d'une exploitation éventuelle augmentée et les coûts d'exploitations probablement baissés aussi.

ANNEXE I : Description d'une série (73-mm) de canon de perforation de Schlumberger



Schlumberger

Perforating System

About us

Products

for Clients

Contacts

Career



[Russian...](#)

Products.

73-mm Perforating System with PowerJet, UltraJet, CleanPack, HyperJetII Shaped Charges

Schlumberger 73-mm hollow carrier guns (expendable, high shot density) are designed for use in production casing sizes 114 mm and are conveyed either by wireline or tubing.

This multipurpose system with 60° phasing and maximum shot density up to 20 spm is used with four types of charges, depending on the perforating job design. Perforating formations for production requires high shot density with deep penetration at optimum phasing. This can be achieved by using 2906 PowerJet*, 2906 UltraJet*, 2906 HyperJet* II, or 38C CleanPACK* charges.

The charge jackets of molded engineering thermoplastic are installed in precision-cut metal loading tubes to provide precise and reliable retention of the shaped charges and alignment with the recesses on the external surface of the hollow gun carrier.

For greater efficiency in perforating operations, multiple perforating guns are connected with adapters containing explosive boosters and detonation-transfer components to provide the utmost reliability in gun-to-gun detonation. For wireline operations, the maximum gun length is limited by the cable strength and cable head weakpoint. For tubing-conveyed applications, the maximum gun length is limited by tubing parameters and other practical considerations.

The 73-mm perforating guns connect to a standard wireline cable head or a tubing-conveyance assembly. All connections of Schlumberger perforating guns are threaded and use a highly reliable fluid-sealing design with double O-ring seals in precision grooves and sealbores.

For fracturing applications, centralizers are installed on the gun connections to ensure the optimal creation of uniform large-diameter holes in the casing. The design of the gun adapters allows the controlled release of any potential residual pressure after the job.

Specifications

- Application: Wireline & Tubing Conveyed Perforating
- Nominal outside diameter of gun: 73 mm
- Possible guns lengths: 2 m, 3 m, 4 m and 6m
- Hydrostatic pressure: 131 - 138 Mpa[†]
- Max operating temperature: 204°C [171°C] (1 h) or 148°C [115°C] (100 h)
- Charges: PowerJet 2906, UltraJet 2906, CleanPACK 38C, HyperJet II 2906
- Gun phasing: 60°
- Max charge density: 20 spm[‡]

Gun OD, mm [in]	73 [2 7/8]	73 [2 7/8]	73 [2 7/8]	73 [2 7/8]	
Charge	2906 PowerJet		2906 UltraJet	38C CleanPACK	2906 HyperJet II
Part number	H447464	H545100	H523622	H447752	
Phasing, °	60	60	60	60	
Max. shot density, spm	20	20	20	20	
Explosive weight, gr	15.0	15.0	15.0	15.0	
Penetration, mm (API)	642.6	561.3	167.6	381.0	
EHD, mm (API)	9.7	9.1	17.8	9.9	
API Standard	RP 19B	RP 19B	RP 19B	RP 19B	
API testing casing: diameter/wall, mm		114 / 6.4	114 / 6.4	114 / 6.4	114 / 6.4
Charge Type [§]	DP	DP	BH	GH	
Explosive	HMX	HMX	HMX	RDX	
Max. operating temperature for 1 h (100 h), °C			204°C (148°C)	204°C (148°C)	204°C (148°C) 171°C (115°C)
Max Operating Pressure, MPa	131 or 138	131 or 138	131 or 138	131 or 138	

[†] Recessed (131 MPa) and nonrecessed gun (138 MPa)

[‡] Actual shot density = 19.7 spm

[§] DP = deep penetrating charge, BH = big hole charge, GH = good hole charge



[«back](#)

- > [51mm Perforating System with PowerJet, PowerFlow charges](#)
- > [73mm Perforating System with PowerJet, UltraJet, CleanPack, HyperJetII charges](#)
- > [89mm Perforating System with PowerJet, PowerFlow, UltraJet, UltraPack, HyperJetII charges](#)
- > [102mm Perforating System with PowerJet charges](#)
- > [102mm Perforating System with PowerFlow, PFrac charges](#)
- > [114mm Perforating System with PowerJet, UltraJet, HyperJet charges](#)
- > [114mm Perforating System with PowerFlow, UltraJet charges](#)

- > [Perforating Systems Performance and Mechanical Data Summary](#) (PDF)
- > [Shaped charges](#)
- > [Guns](#)
- > [Accessories](#)
- > [SPAN software](#)

© 2008 Schlumberger

[Privacy Statement](#)

[About us](#) | [Products](#) | [for Clients](#) | [Contacts](#) | [Career](#)



ANNEXE II : Table de description des aquifères des régions de la Plateforme du St-Laurent et du Plis Appalachiens produit par Roy, Cousineau et Tremblay. (2006). (Référence complète à référence # 5 page 10 de ce mémoire).

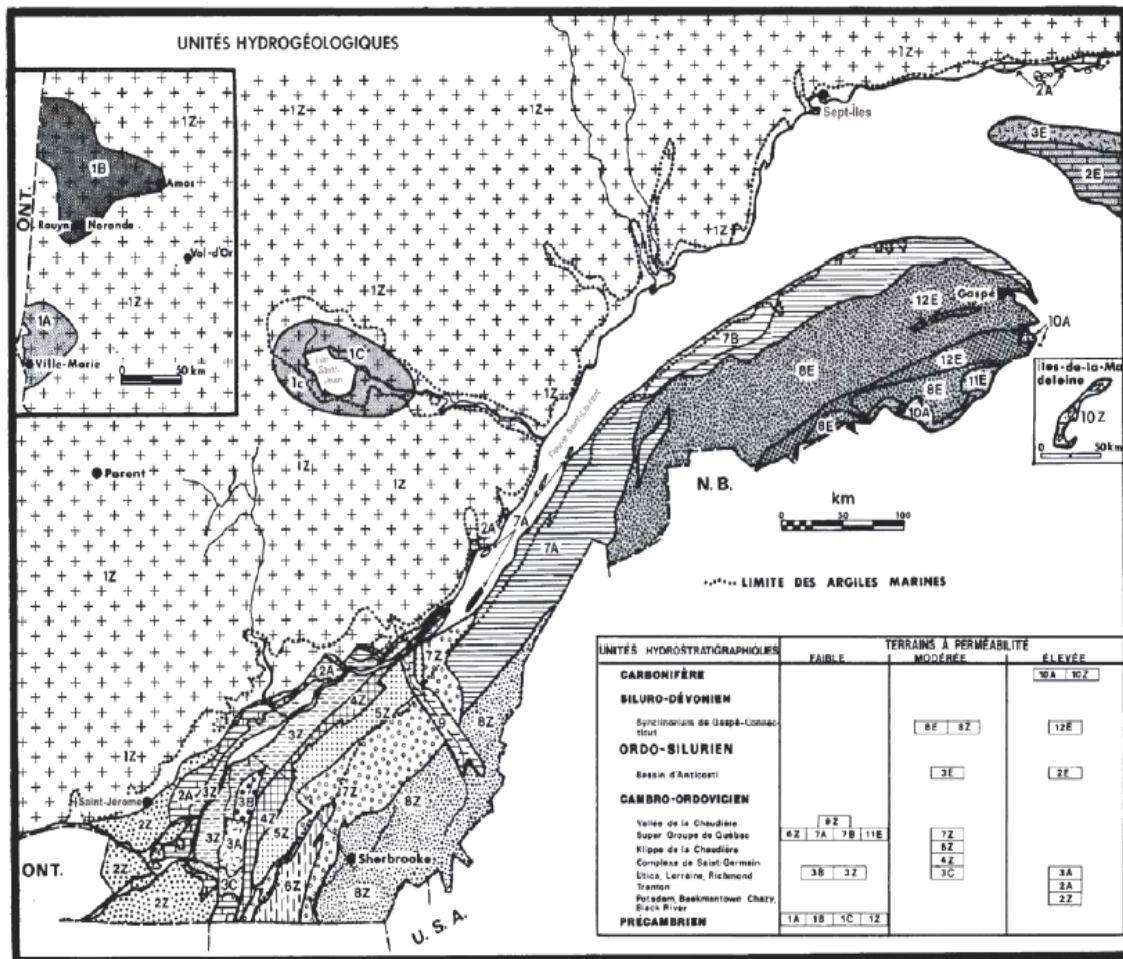


Figure 4.15 : Unités hydrostratigraphiques (Simard et Des Rosiers, 1979).

Cette carte, produite par le travail de Simard et Des Rosiers (1979), travail auquel M. Michel Ouellet du MRNF faisait référence, sans le nommer, dans la première partie de cette audience, travail aussi qui représente le premier grand recensement des profils structurels des aquifères du Québec. Cette carte donne les références de zones pour les descriptions de types d'aquifères élaborés dans les tables des pages suivantes de Roy et al. (2006) qui continue le travail de Simard et Des Rosiers (1979). Pour l'instant, la commission a surtout, is sa concentration sur le « corridor 2 », soit la zone où Talisman à 90% de ses permit, et donc la région des aquifères déterminer par la lettre Z (2Z, 3Z, 4Z, 5Z, 7Z, etc....). Mais toutes les zones où des permit ont été octroyés doivent faire l'objet de nos considérations.

Tableau 4.3 Analyse d'unités hydrostratigraphiques et hydrogéologiques dans le Bouclier canadien, la plate-forme du Saint-Laurent et les Appalaches

Unité hydrostratigraphique catégorie de perméabilité	Secteur (nombre de puits)	Débit moyen [maximum] (m ³ /h)	Unité lithologique, faciès (âge en 10 ⁶ ans)	Principales structures internes	Fracturation probable
APPALACHES, Siluro-dévonien					
8E modérée	Siluro-dévonien, dans le Bas-du-Fleuve et en Gaspésie	= 8Z	Siluro-dévonien du Bas-du-Fleuve et de la Gaspésie (à l'exclusion de petits bassins isolés reposant sur le cambro-ordovicien); dépôts de plate-forme étroite et de pente; grès quartzitique, calcaires de nature variée (mudstone à récifs), grès lithique calcaire; volcanite mafique ou felsique; stratigraphie en fonction des fluctuations eustatiques de la mer et du régime tectonique; métamorphisme : faible (schiste vert inférieur)	Plis : ouverts (loin des failles) à modérément serrés à plongée faible à modérée (près des failles); schistosité : faible à forte (schistosité de flux, de ségrégation et de fracture, surtout à proximité des failles); failles : décrochement (acadien) en Gaspésie, régime transitionnel entre décrochement et chevauchement dans le Bas-du-Fleuve	Fracturation : associée aux plis et aux failles (ductiles à cassantes) des roches compétentes; karst dans les calcaires (Saint-Elzéar); perméabilité probablement variable en fonction des lithologies, d'où modérée dans l'ensemble
8Z modérée	Unité composite dans le sud du Québec : siluro-dévonien, éléments du cambro-ordovicien, plutons dévoniens et écaille de socle (293)	3,54 ± 5,3 [42]	Siluro-dévonien de l'Estrie – Beauce; Ordovicien du domaine océanique (turbidites du Groupe de Magog et volcanite bimodale (Ascot et Frontenac); plutons felsiques dévoniens; « écaille » de socle le long de la frontière à Lac-Mégantic); quelques dépôts de plate-forme étroite et de pente calcaire (silurien); grès lithique et mudstone abondants, provenant de cônes sous-marins (ordovicien et silurien) ou deltaïques (dévonien); métamorphisme : faible (de schiste vert inférieur à schiste vert supérieur); cornéenne en bordure des plutons; granulite rétrogradée au schiste vert dans l'écaille de socle	Plis à plongée faible à modérée, ouverts (loin des failles) à serrés (près des failles); schistosité : variant de faible à forte (schistosité de flux et de fracture, surtout à proximité des failles); chevauchements en Estrie, décrochement légèrement transpressionnel au nord-est; fréquence des failles plus importante près du lac Mégantic	Fracturation associée aux plis et aux failles des roches compétentes, d'où perméabilité modérée dans l'ensemble
12E (élevée)	Deux minces bandes dans l'est de la Gaspésie :	~ 5	Roches ordoviciennes et siluriennes des groupes d'Honorat et de Matapédia, déposées en succession dans des bassins longitudinaux associés à	Plis à plongée faible à modérée, ouverts (loin des failles) à serrés (près des failles); schistosité variant de	Fracturation associée aux plis et aux failles, perméabilité probablement variable, élevée seulement

PLATE-FORME DU SAINT-LAURENT					
2A élevée	Arc discontinu autour du cœur du synclinal des basses- terres du Saint- Laurent (329 puits)	8,07 ± 18,8 [188]	Les calcaires ordoviciens du Groupe de Trenton sont des dépôts de la plate-forme continentale parfois émergente, contemporains du début de la collision avec l'arc volcanique continental Chained Lakes	Roches sédimentaires peu ou pas déformées; possibilité de plis ouverts au sud-ouest, près des États-Unis; failles normales à rejet important sur des plans rapprochés le long de la bordure du Bouclier canadien, et failles plus espacées à rejet moindre ailleurs	Réseau orthogonal (paraclases et diaclases), avec, localement, des fractures associées aux failles normales ou aux plis ouverts (au sud-ouest); possibilité d'un élargissement karstique des fractures; eau souvent ferrugineuse, à cause des surfaces qui contiennent de la pyrite
2Z élevée	À l'ouest des basses-terres du Saint-Laurent (335 puits)	14,92 ± 25,6 [217]	Grès quartzeux cambriens du Groupe de Potsdam et dolomies ordoviciennes du Groupe de Beekmantown déposés sur la plate-forme continentale; calcaires ordoviciens des Groupes de Chazy et de Black River contemporains du début du charriage des nappes appalachiennes	Roches sédimentaires peu ou pas déformées; failles normales, généralement espacées mais plus fréquentes près de la bordure du Bouclier canadien	Réseau orthogonal (paraclases et diaclases), avec, localement, des fractures associées aux failles normales; possibilité d'élargissement par dissolution (karstique) de certaines fractures
3A élevée	Dans le bassin d'avant-chaîne, au cœur du synclinal des basses-terres du Saint-Laurent, au nord de l'unité 3C (113)	8,29 ± 18,1 [51]	Shales argileux (quelquefois calcaire) ordoviciens d'Utica et du Lorraine et grès ordoviciens du Queenston, assez compétents, déposés dans le bassin d'avant-chaîne pendant le charriage des nappes appalachiennes et au début de l'érosion de la chaîne taconique résultante	Roches sédimentaires de plus en plus plissées (plis serrés) ou modérément chevauchements vers l'est; failles normales dispersées	Réseau orthogonal (paraclases et diaclases), avec fractures fragiles associées aux failles normales et aux petits chevauchements
3B (faible)	Dans le bassin d'avant-chaîne, au cœur du synclinal des basses-terres du Saint-Laurent, au nord de l'unité 3A (84)	3,16 ± 4,9 [24,5]	Schiste rouge et grès ordoviciens du Groupe de Queenston avec, ici et là, des dépôts de gypse	Roches sédimentaires peu ou pas plissées, généralement bien cimentées et plutôt ductiles; failles normales espacées	Réseau orthogonal (paraclases et diaclases), apparemment mal développé malgré une bonne fissilité du litage à certains niveaux

3C modérée	Au sud du bassin d'avant-chaîne creusé par la collision du microcontinent Chain-Lakes (91)	5,62 ± 9,2 [52,4]	Shales argileux ordoviciens du Groupe d'Utica, déposé dans un bassin d'avant-chaîne provoqué par la collision du microcontinent Chain-Lakes avec l'Amérique du Nord	Roches sédimentaires de plus en plus plissées (plis serrés) et faillées (petits chevauchements) vers l'est; failles normales dispersées et quelques failles fragiles importantes	Paraclases bien développées dans les niveaux calcaires, petits chevauchements associés au plissement, fractures associées aux failles fragiles
3Z faible	Coeur du synclinal des basses-terres du Saint-Laurent entre Montréal et Québec (148)	2,51 ± 4,3 [24,8]	Shales argileux ordoviciens avec interlits de grès et de calcaires argileux des Groupes d'Utica, de Lorraine et de Queenston, déposés et comblant le bassin d'avant-chaîne creusé dans les basses-terres du Saint-Laurent lors de la collision du microcontinent Chain-Lakes	Roches sédimentaires de plus en plus plissées (plis serrés) et faillées (petits chevauchements) vers le sud-est; failles normales dispersées	Réseau de fractures formé par les paraclases et la fracturation associée aux failles normales et aux petits chevauchements, apparemment suffisant pour conférer une bonne perméabilité à cette unité
4Z modérée	Bordure sud-est des basses-terres du Saint-Laurent, entre Québec et la frontière américaine (352)	4,36 ± 77,2 [88]	Shales argileux et ardoisiers cambro-ordoviciens fortement plissés et faillés du Complexe de Saint-Germain, avec écailles de roches des groupes de Lorraine, d'Utica et de Trenton principalement; roches de la plate-forme du Saint-Laurent bousculées par le charriage des nappes appalachiennes	Roches sédimentaires légèrement métamorphosées avec chevauchements imbriqués et plis ouverts à serrés	Dans ces roches plus ou moins compétentes, perméabilité modérée permise par une fracturation principalement associée aux chevauchements imbriqués
APPALACHES, Cambro-ordovicien					
5Z modérée	Z. Humber (cambro-ordovicien) près du front des Appalaches, entre la rivière Chaudière et Gramby (335)	3,38 ± 4,9 [27]	Dépôts de marge passive précoce à grès arkosique et pélites multicolores avec plus de pélites dans la nappe de Gramby. Mélange tectonosédimentaire à pétite avec lithologies variées à texture chaotique	Plis ouverts à serrés avec des schistosité de flux et de fracture peu à bien développées. Plis et failles très variés, avec divers types de schistosité d'intensité variable	Fracturation des nappes associée aux plis et aux failles de chevauchement qui les découpent en écailles, d'où une perméabilité modérée Fracturation du mélange déplacé dans du matériel incompétent, globalement peu perméable, mais pouvant être localement aquifère

6Z faible	Unité faisant partie de la zone de Humber du cambro-ordovicien, entre Danville et la frontière américaine (47)	2,26 ± 3,7 [22]	Schistes de Sutton et de Oak Hill, au cœur de l'anticlinorium des monts Notre-Dame, en relief positif, profonds dépôts deltaïques, côtières et marins déposés sur ou en marge de la plate-forme, sur le site d'un point triple du rift qui a donné naissance à l'océan lapétus : basalte, grès, pélites et carbonates; fluctuations eustatiques de la mer	Plis polyphasés (une phase de plis couchés et plis en fourreau); multiples chevauchements taconiques plissés et acadiens non déformés; métamorphisme faible (schiste vert inf. à sup.); schistosité, forte avec litage transposé; orientations locales différentes	Fracturation associée aux plis et aux failles, patron probablement complexe, mais dans un empilement dominé par l'abondance de schistes (incompétents), d'où perméabilité faible.
7A très faible	Unité correspondant à la majeure partie de la zone de Humber du cambro-ordovicien, dans le Bas-du-Fleuve et la Gaspésie (351)	0,97 ± 2,8 [6,5]	Nappes du Bas-du-Fleuve; Supergroupe de Québec (cônes sous-marins avec des proportions variables de pélites et de grès avec conglomérats; composition arkosique, quartzitique, lithique et calcaire; stratigraphie en fonction des fluctuations eustatiques de la mer); volcanites mafiques des Chocs et ophiolite du mont Albert; métamorphisme au schiste vert inférieur	Plis : ouverts à modérément serrés à plongée faible à modérée; chevauchements taconiques restreints à l'intérieur de l'unité, qui est limitée au sud-est par des décrochements en Gaspésie; schistosité de flux et de fracture, modérée en général, mais intense dans les Chic-Chocs, qui explique la très faible perméabilité	Fracturation associée aux plis et aux failles des roches compétentes; l'abondance de roches incompetentes explique la très faible perméabilité
7B faible	Petite partie de la zone de Humber du cambro-ordovicien, entre Saint-Flavien et Les Méchins (307)	2,67 ± 3,7 [28]	Éléments des nappes du Bas-du-Fleuve et du Supergroupe de Québec (cônes sous-marins avec des proportions variables de pélites et de grès avec conglomérats; composition arkosique, quartzitique, lithique et calcaire; stratigraphie en fonction des fluctuations eustatiques de la mer); métamorphisme au schiste vert inférieur	Plis ouverts à modérément serrés à plongée faible à modérée; schistosité de flux et de fracture modérée; chevauchements taconiques rapprochés	Fracturation associée aux plis et aux failles des roches compétentes; abondance de roches incompetentes, mais fréquence de failles plus importante, d'où perméabilité faible mais plus élevée que dans 7A

7Z modérée	Ensemble hétéroclite entre l'île d'Orléans et la frontière américaine, contenant surtout des unités de la zone de Dunnage du	4,93 ± 7,5 [53]	<p>a, b, c) Schistes de Bennett (voir texte), Groupe de Rosaire, Groupe Caldwell : dépôts de cônes sous-marins avec proportions variables de pélites et de grès; composition arkosique, quartzitique, calcaire; stratigraphie en fonction des fluctuations eustatiques de la mer; ophiolite : roches volcaniques et intrusives mafiques ou</p>	<p>Métamorphisme faible (de schiste vert inférieur à schiste vert supérieur) a, b, c) Schistes de Bennett : plis polyphasés avec une phase de plis couchés, schistosité bien développée, parfois multiple et à angles variables,</p>	Type de fracturation variable, d'où perméabilité modérée (mais probablement variable)
	cambro-ordovicien		<p>ultramafiques serpentinisées; mélanges : tous sont possibles, mais dominance de pépite et de dépôts chaotiques d) Pélites de la Formation de Bullstrode (au sud-ouest) -> 5Z ou 8Z ? mudstone calcaire contemporain de la formation des Appalaches e) Pélites de la nappe de Sainte-Hénéline (au nord-est) -> 7A ? mudstones multicolores équivalents au sommet des cônes sous-marins de marge passive f) Grès, pélites et calcaires du Groupe de l'île d'Orléans (près de Québec), lesquels seraient mieux dans la zone 5Z de perméabilité équivalente) -> 5Z, 7A</p>	<p>chevauchements taconiens replissés et chevauchements acadiens; Caldwell : plis serrés à plongée modérée à forte, schistosité de flux, de ségrégation et de fracture, chevauchements taconiens replissés et chevauchements acadiens qui découpent le groupe en écaillés rapprochée ophiolite : strates redressées, nombreuses failles de dimensions variables; mélanges : tout est possible d) plis ouverts à modérés à plongée faible à modérée e) plis modérément serrés à plongée modérée, chevauchements souvent rapprochés, schistosité de flux prononcée f) Plis ouverts à modérés à plongée faible à modérée, chevauchements souvent rapprochés, faible fissilité de litage, schistosité de flux</p>	

11E faible	Cambro-ordovicien au sud de la Gaspésie (région de Chandler)	~ 2	Boutonnaire (relief positif) du Macquereau (plus grande partie – zone de Humber) et du Mictaw (marge nord – zone de Dunnage); Macquereau : dépôts de cônes sous-marins avec proportions variables de pérites, de grès arkosique et de volcanite mafique; Mictaw : dépôts de cônes sous-marins (grès lithique) et à des mélanges.	Plis à plongée faible à modérée, ouverts loin des failles et serrés près des failles; schistosité de flux et de fracture généralement faible, mais parfois forte, surtout à proximité des failles; décrochements en périphérie des unités;	Fracturation associée aux plis et aux failles, mais la faible quantité de roches compétentes explique la faible perméabilité
	siluro-dévonien et éléments du cambro-ordovicien (zone Dunnage)		l'orogène taconique; dépôts de cônes sous-marins ou deltaïques transitionnel avec une plate-forme calcaire. métamorphisme : faible (schiste vert inférieur)	faible à forte (schistosité de flux et de fracture, surtout près des failles); failles : décrochement en périphérie des unités	dans les carbonates les plus purs du White Head (puits 01)
APPALACHES, Permo-carbonifère					
10A (élevée)	Carbonifère en bandes discontinues, au sud de la Gaspésie (23)	4,9 ± 3,8 [16]	Dépôts de cône et de plaine alluviale à sable et gravier, qui reposent en discordance sur des formations plus anciennes	Aucun pli, sauf localement en bordure de certaines failles en décrochement (?)	Fracturation variable et orthogonale (probablement déterminée par le litage et les changements de faciès); cimentation calcaire variable, d'où une perméabilité élevée
10Z (élevée)	Carbonifère aux îles de la Madeleine (12)	98,4 ± 82,8 [270]	Dépôts de cône et de plaine alluviale à sable et gravier; volcanite	Fort déformation en raison des diapirs de sel	Fracturation ? variable, contrôlée probablement par le litage, les changements de faciès, la présence de roches plus compétentes et les montées diapiriques de sel, d'où la perméabilité élevée
APPALACHES, Rivière Chaudière					
9Z (faible)	Vallée de la rivière Chaudière (101)	1,25 ± 1,6 [11,7]	Auge de surcreusement glaciaire où les sols sont minces	?	Les unités lithologiques des versants et du fond sont peu perméables

ANNEXE III

Voici le gros de la construction statistique de Michie & Associates 1988. (Je déposerai les cinq documents en ma possession du travail de Michie à la commission pour diffusion) :

$$P_{tc} = \text{Probability of simultaneous leaks} = P_t \times P_c$$

Where:

$$P_t = \text{Number tubing leaks/well-year} = .10$$

$$P_c = \text{Number casing leaks/well-year} = .032$$

$$P_{tc} = 0.1 \times 0.032 = 3.2 \times 10^{-3}$$

Based on a modification of Dwight's⁽¹²⁾ equation, the resistance of a corroding area in the 4,000' deep corrosion zone that is one foot long is 0.037 ohms. The same one foot corrosion cell in the 500' deep USDW zone would have a resistance of 1.36 ohms. By using Faraday's Law and Ohm's Law, the resistance of a corrosion cell can be shown to be inversely proportional to the corrosion rate. The inverse ratio of resistances is therefore equal to the ratio of the corrosion rates.

For the conditions described above, the ratio of the corrosion rate in the corrosive zone brine to the corrosion rate of the USDW water is 37. For roughly similar casing wall thicknesses, it would require 37 times longer to penetrate the surface casing opposite the USDW zone than it would require to penetrate the production casing opposite the corrosive brine zone.

$$P_w = \text{Probability of water from an injection well reaching a USDW in a given year.}$$

Then:

$$P_w = P_{tc} \times P_{sc}$$

Where:

$$P_{sc} = \text{Surface casing leaks/well-year} = P_c/37$$

Then:

$$P_w = 3.2 \times 10^{-3} \times (0.032/37)$$

$$P_w = 2.8 \times 10^{-6} \text{ leaks/well-year}$$

Since there are 25,000 water injection wells in the Permian Basin, the upper bound for the number of wells which will have a path that will permit water to reach a USDW in a given year is:

P_{wb} = Probability of water from all of the Permian Basin injection wells reaching a USDW in a given year

Then:

$$P_{wb} = P_w \times I_b$$

Where:

$$I_b = \text{Number of injection wells in Permian Basin} = 25,000$$

Then:

$$P_{wb} = 2.8 \times 10^{-6} \text{ leaks/well-year} \times 25,000 \text{ injection wells}$$

$$P_{wb} = 7.0 \times 10^{-2} \text{ an upper bound probability of water from all of the Permian Basin injection wells reaching a USDW in a given year}$$

Annexe 4 :

Définition d'un Underground Source of Drinking Water (USDW) :

Underground Injection Wells

Underground injection is the placement of fluids into the subsurface through a well bore. Many of the wells used for injection are "high tech" in their construction, as discussed in this brochure. However, some are very simple, including dug wells, certain septic systems, and other shallow, simply constructed, subsurface fluid distribution systems. The practice of underground injection has become essential to many of today's industries, including the petroleum industry, chemical industry, food and product manufacturing companies, geothermal energy development, and many local small specialty plants and retail establishments. To dispose of fluids safely, the wells need to be in the right kind of geologic setting, properly constructed, operated, maintained, and checked through different kinds of monitoring.

In the late 1960's, the realization that subsurface injection could contaminate ground water if wells were not properly located and operated prompted many states to develop programs and methods to protect underground sources of usable water. Additionally, to increase ground water protection, a federal *Underground Injection Control (UIC)*

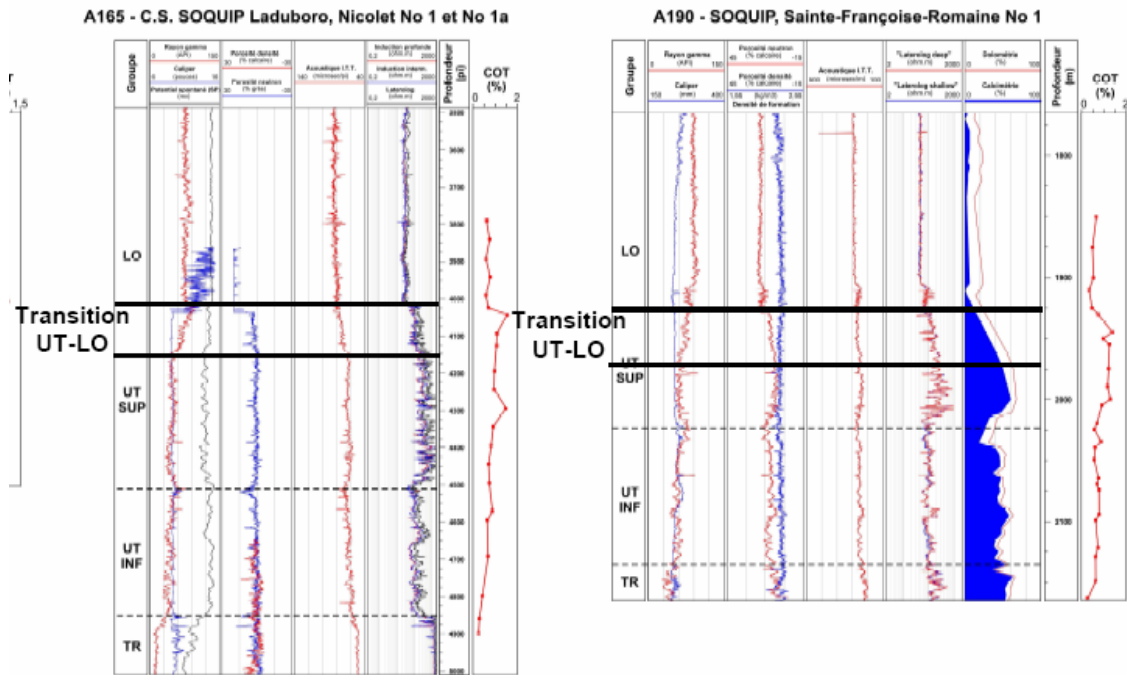
Program was established under the authority and standards of the federal Safe Drinking Water Act (SDWA) of 1974. This federal program establishes minimum requirements for effective state UIC Programs. Since ground water is a major source of drinking water in the United States, the UIC Program requirements were designed to prevent contamination of *Underground Sources of Drinking Water (USDW)* resulting from the operation of injection wells. A USDW is defined as an "aquifer or its portion which supplies any public water system or contains a sufficient quantity of ground water to supply a public water system, and either currently supplies a public water system, or contains less than 10,000 milligrams per liter of total dissolved solids and is not an exempted aquifer." Most ground water used as drinking water today contains less than 3,000 milligrams per liter of total dissolved solids (tds). However, the UIC Program protects waters with much higher mineral concentrations to ensure that all water with the potential to be treated and used as drinking water in the future is protected now. Since the passage of the Safe Drinking Water Act, state and federal regulatory agencies have modified existing programs or developed new strategies to protect ground water by establishing even more effective regulations to control the permitting, construction, operation, maintenance, monitoring, and closure of injection wells.

Traduction de la définition d'une USDW (Texte coloré) : Une USDW (source d'eau potable de consommation) est définie comme « un aquifère, ou une portion de celui-ci, qui fournit tout système public en eau potable ou contient une quantité suffisante d'eau de surface pour fournir un tel système public, ou contient moins de 10,000 milligrammes par litre de solides dissous total et n'est pas un aquifère exempt. »

Traduction du Commentaire additionnel (Texte coloré) : La plupart des eaux souterraines utilisées comme eau potable de nos jours contiennent moins de 3,000 milligrammes de solides dissous total par litre. Toutefois, le « Program UIC (Underground Injection Control) » protège des eaux avec des concentrations minéral beaucoup plus élevées que cela afin d'assurer que toute source d'eau ayant le potentiel d'être traitée et utilisée comme eau potable de consommation dans le future soit protégée dès maintenant. Depuis le passage du « Safe Drinking Water Act », les autorités réglementant au niveau des états et du fédéral ont modifiées le programme existant ou développées de nouvelles stratégies afin de protéger les eaux de surfaces en établissant de meilleurs réglementations afin de contrôler l'octroi de permis, la construction, l'opération, l'entretien, et la fermeture éventuelle, des puits d'injection.

Annexe 5 :

Ici, je présente des tableaux de densité de compositions des couches sédimentaire produit par la Direction des Hydrocarbures MRNF²⁸, où on peut observer que les qualités des schistes, d'une carottes à l'autre, varie grandement en terme de concentration d'Argile, de Quartz et de Calcite et le qualificatif de « transition » utilisé par la Direction des Hydrocarbures elle-même.



Ici, on peut clairement voir la description “TRANSITION” entre le Groupe Lorraine et celui de l’Utica supérieur.

²⁸ “Variations Géochimiques, minéralogiques et stratigraphiques des shales de l’Utica et du Lorraine:...”, 2009, Robert Thériault, MRNF

Dans les tableaux suivants du même document on peut observé la volatilité des concentrations des principaux minéraux (quartz, argile et calcite et calcite/dolomie) qui déterminent les qualités de ductilité de la pierre. C'est-à-dire sa capacité à être malléable ou cassante. Un des aspects utilisés par ceux qui favorisent l'exploitation des schistes pour argumenter la non propagation des fractures d'une couche sédimentaire à une autre. Or, les fractures peuvent traverser des couches sédimentaires de ductilité différentes.

