Risques potentiels ou réels pour la santé publique reliés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste?

Gaétan Carrier, médecin conseil
et **Céline Campagna**, conseillère scientifique
Direction de la santé environnementale et de la toxicologie, INSPQ

Conférence présentée au RÉESE, 18 Septembre 2012
WEBINAIRES 2012-2013

Plan

- Bref retour sur rapport INSPQ 2011
- Principaux sujets d'inquiétudes pour la santé des populations
- Objectifs
- Origine et méthode d'exploitation du gaz
- Historique d'exploitation
- Risques potentiels pour l'environnement et la santé
  - Impact sur la ressource eau
  - Nouvelles données reliés à la contamination de l'environnement (eau surtout)
- Conclusion

Rapport INSPQ 2010

- État préliminaire des connaissances sur la relation entre les activités reliées au gaz de schiste et la santé publique.
  - www.inspq.qc.ca (mise en ligne mars 2011)

- Expertise multidisciplinaire
  - Coordination, qualité de vie, santé psychologique et sociale : G Brisson
  - Urgence et risques technologiques : L Laplante, L Deger, G Carrier, A Nantel
  - Air: A Smargiassi
  - Eau : C Campagna, G Carrier, P Chevalier, D Gauvin

Sujets d'inquiétudes pour la santé des populations présentés dans ce rapport

- Les effets toxiques sur la santé à court et à long terme dus aux:
  - risques technologiques et sismiques
  - risques de contamination de l'environnement et ses conséquences à long terme sur l'humain
    - pression sur les ressources hydriques
    - contamination de l'eau potable
    - qualité de l'air
- Les nuisances
- Les effets sociaux et impacts psychosociaux

Conclusions du rapport

- Plusieurs incertitudes sur les risques de contamination de l'eau des nappes phréatiques attribuable à la fracturation hydraulique des shales.
- Perte de ressources hydriques?
- Absence de données techniques et contextuelles au Québec
- Impossibilité d'évaluer les risques à la santé au Québec.
- BAPE (2011) était du même avis
  - Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (MDDEP)

Sujets de préoccupation dans la population et dans la communauté scientifique

- Le courant débat autour de la sécurité de l'extraction du gaz de schiste porte principalement sur:
  - Le risque de migration des gaz de schistes vers la nappe phréatique et l'atmosphère;
  - Les risques de contamination de l'eau par
    - Substances toxiques utilisées (fluide de fracturation) ou les produits de récupération (forage, fracturation) lors des étapes de forage, de fracturation, d'entreposage, de transport et de traitement des eaux usées.
  - La pression sur les ressources hydriques disponibles à des fins d'utilisation humaine.
  - Gouvernement et économie aussi inquiets
    - (European parliament 2011; RFF, 2012)

Objectif principal

- Faire le point sur les recherches publiées depuis la rédaction de notre rapport afin de chercher à répondre à ces préoccupations.

Objectifs spécifiques

- Connaître l'origine de la formation du gaz naturel (méthane).
- Connaître les caractéristiques géochimiques qui permettent de distinguer le méthane biosynthétique (synthétisé en surface) de celui d'origine thermogénique (formé dans les shales profonds (gaz de schistes).
- Survoler l'historique de l'exploitation des gaz de schiste.
- Résumer l'état des connaissances actuelles sur le potentiel de risque de contamination de l'eau lié aux activités d'exploitation du gaz de schiste, ainsi que sur les impacts sur la ressource H_2O.
- Discuter de nos inquiétudes pour la santé des populations, à court et à long terme, en lien avec ces risques.

Origine du gaz naturel

En insistant sur la particularité des gaz de schiste

G Carrier et C Campagna,
18 septembre 2012

Formation des combustibles fossiles Charbon, gaz et pétrole

- Charbon, gaz et pétrole, se sont formés à partir d'organismes vivants (algues, plancton, végétaux continentaux, animaux...) qui ont vécu dans un passé très lointain.
- Cette formation est l'aboutissement d'un long processus de sédimentation qui nécessite une succession de phases bien particulières.

Première étape
Accumulation de matière organique

- La biomasse est composée pour l'essentiel de carbone, hydrogène, azote et oxygène. Ils constituent la.
- En règle générale, la biosphère recycle la quasi-totalité des déchets qu'elle produit. Cependant, une petite quantité de matière " morte " sédimente, c'est-à-dire qu'elle se dépose et est enfouie avec de la matière minérale sédimentaire en formation (généralement moins de 5 % du volume des sédiments) .
- Le processus de sédimentation est un processus lent et permanent au fond des océans et des lacs, qui se produit à l'échelle des temps " géologiques " (quelques dizaines, voire centaines de millions d'années).

Echelle des temps géologiques

Eon	Ere	Periode	Epoque	Date (millions d'années)
Phanérozoïque	Cénozoïque	Quaternaire	Holocène	0,01
			Pleistocène	1,8
		Tertiaire	Pliocène	5,3
			Miocène	23
			Oligocène	34
			Eocène	56
			Paléocène	65
	Mésozoïque	Crétacé		145
		Jurassique		199
		Triassique		251
	Paléozoïque	Permien		299
		Carbonifère		359
		Dévonien		416
		Silurien		443
		Ordovicien		488
		Cambrien		542
Précambrien	Protérozoïque			2500
	Archéen			4600

Période de formation des gaz de schiste.

Deuxième étape
Maturation de la matière organique

- Les sédiments s'enfoncent lentement dans le sol en suivant la tectonique des plaques.
- La température ambiante augmente progressivement due à l'énergie géothermique résultant de la radioactivité naturelle des roches terrestres.
- Dans les sédiments en formation à de faibles profondeurs, généralement à quelques centaines de mètres, les bactéries se nourrissent d'une partie de la matière organique disponible et libère un produit dérivé, le méthane biosynthétique, le reste formant le **kérogène**.

Le kérogène

- Le kérogène est la substance intermédiaire entre la matière organique et les combustibles fossiles. Il produit du pétrole, du charbon et du gaz naturel plus ou moins riches en hydrogène, selon sa composition et les conditions d'enfouissement.
- Le kérogène représente, à l'échelle de la planète, une masse totale d'environ 10 000 000 Gt.
- Seulement 0,1 % de ce kérogène forme le charbon (10 000 Gt).
- Le gaz et le pétrole représentent chacun 0,003 % du kérogène total (≈ 300 milliards de tonnes).

Rappel : 1 Gt = 1 milliard de tonnes

Étape 3 (a) Évolution du kérogène : Formation de roches mères et pyrolyse

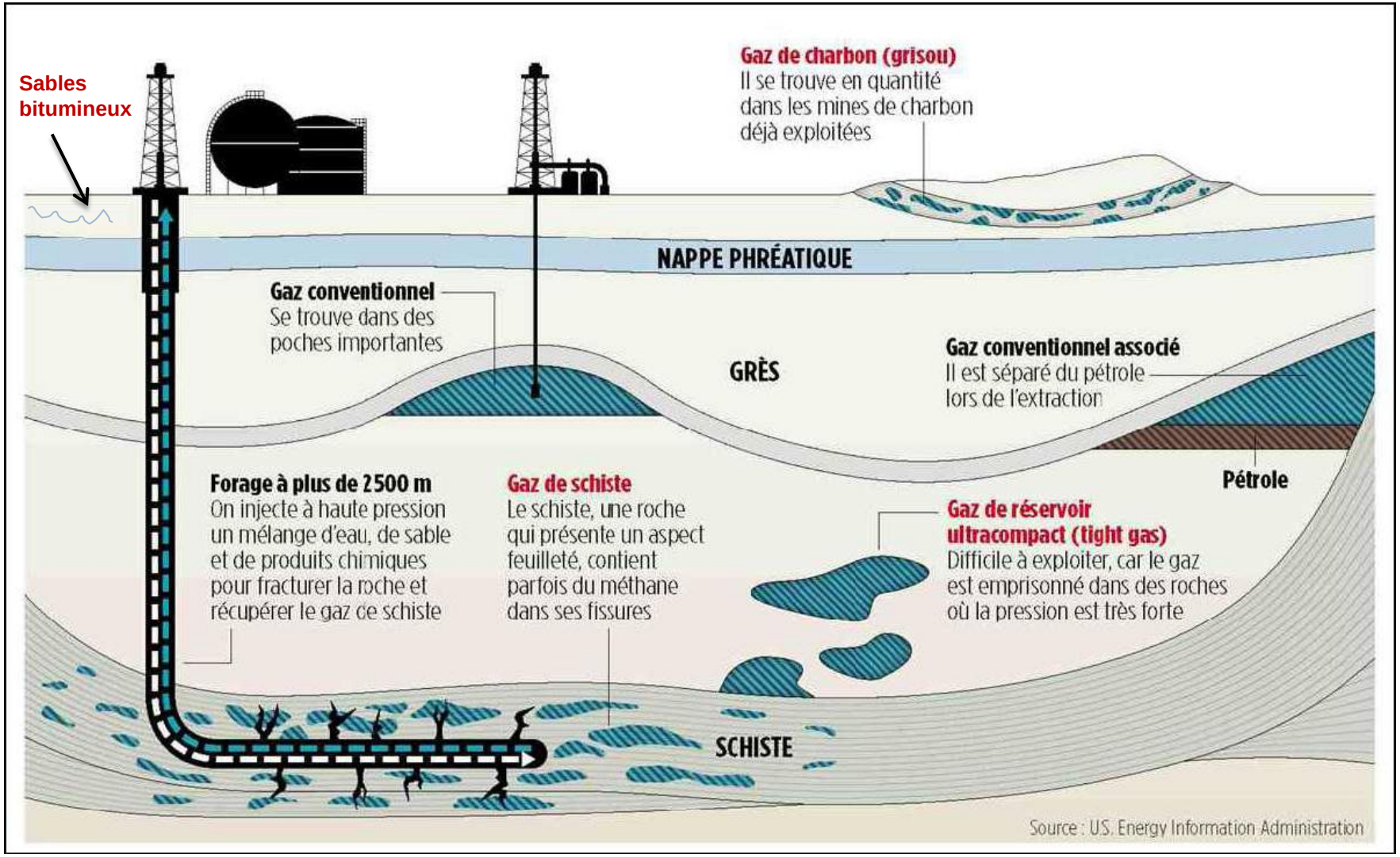
- Avec le temps, les sédiments s'enfoncent de plus en plus dans le sol. La température de l'ensemble sédimentaire augmente de plus en plus.
- Sous l'effet de la pression, les boues de sédimentation se solidifient en roches, dites ***roches mères*** pouvant se retrouver à quelques kilomètres de profondeur ***(formation shale s'étendant sur des centaines de mètres)***,.
- Entre 50 à 120 °C (environ 1 à 2 km de profondeur), le kérogène subit une décomposition thermique en *anaérobie*. Il y a alors formation du gaz naturel par pyrolyse (méthane thermogénique) et d'hydrocarbures liquides (huile et alcanes à faibles chaînes de carbone).

Schiste

- **Roche sédimentaire composée essentiellement de silt, d'argile et de matière organique.**
- **Elle peut également renfermer de minces gisements ou lamines de grès, de calcaires ou de dolomites.**

Formation des gisements de combustibles: conventionnels et non conventionnels.

En rouge : gigements non-conventionnels



Source : Les hydrocarbures de roche-mère en France, Rapport provisoire, Avril 2011:Conseil général de l'industrie de l'énergie et des technologies, Conseil général de l'environnement et du développement durable

Caractéristiques de la zone biosynthétique

- Dans les sédiments en formation à de faibles profondeurs, généralement à quelques centaines de mètres, les bactéries se nourrissent d'une partie de la matière organique disponible et libère un produit dérivé, le méthane biosynthétique (CH_4), le reste formant le kérogène.

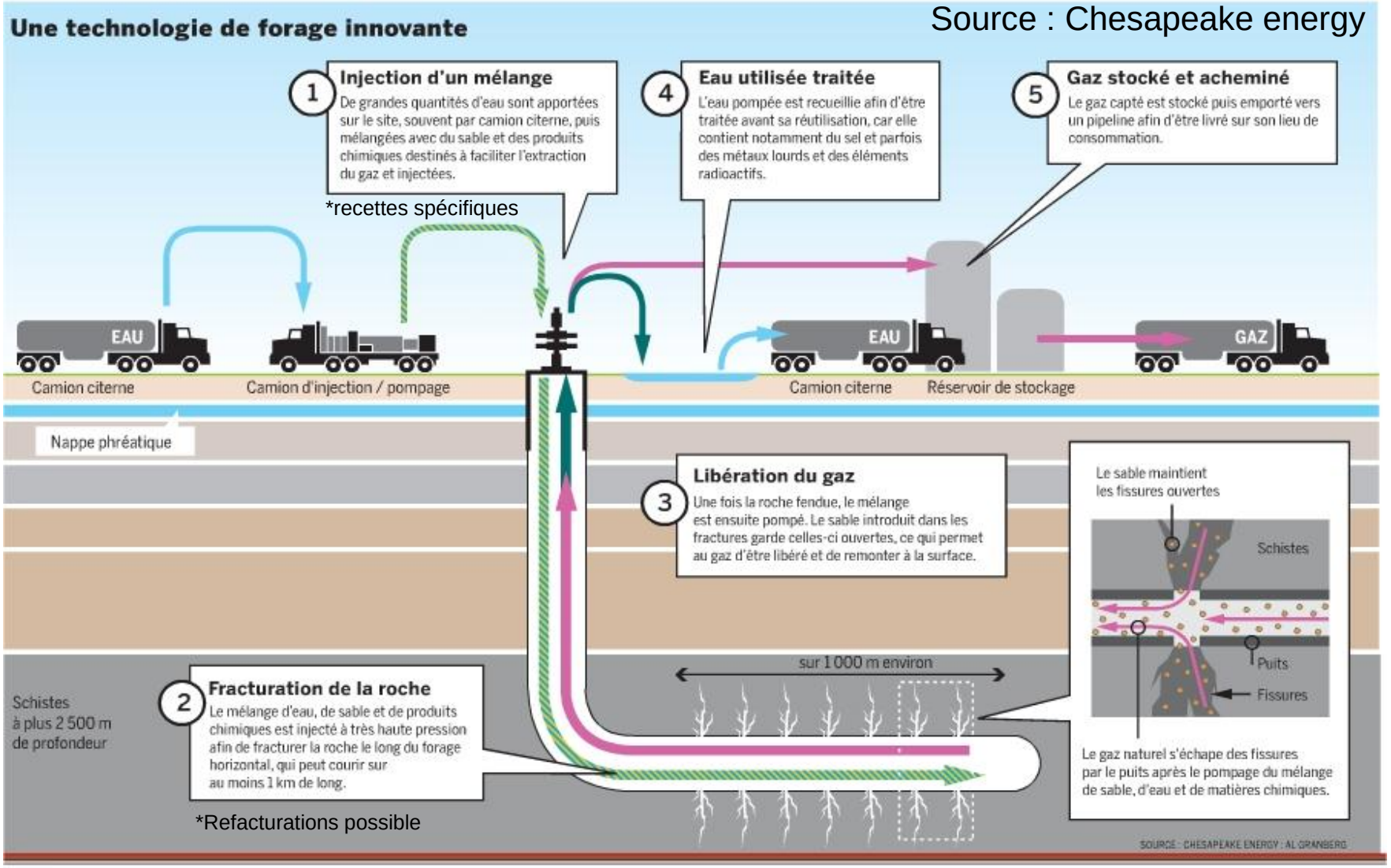
Caractéristiques de la zone thermogénique

- La zone thermogénique comprend, outre le méthane, un taux variable d'hydrocarbures plus lourds, pouvant aller jusqu'à l'heptane (C_7H_{16}).
- On peut y trouver aussi les éléments suivants:
  - CO_2, SO_2, H_2S, Na, Cl ….
  - parfois de l'azote (N_2), de petites quantités d'hélium (He) et éléments radioactifs (uranium, thorium, bore and radium)
- Des quantités importantes de méthane sont piégées sous forme d'hydrates de méthane (^2H-CH_4).
- Du fait de la désintégration isotopique survenue sur des centaines de milliers d'années, le carbone de ce méthane fossile n'est plus seulement le carbone 14 (^{14}C), mais contient son isotope : le carbone 13 (^{13}C).

Méthodes d'exploitation des gaz de schiste

Par fracturation hydraulique horizontale

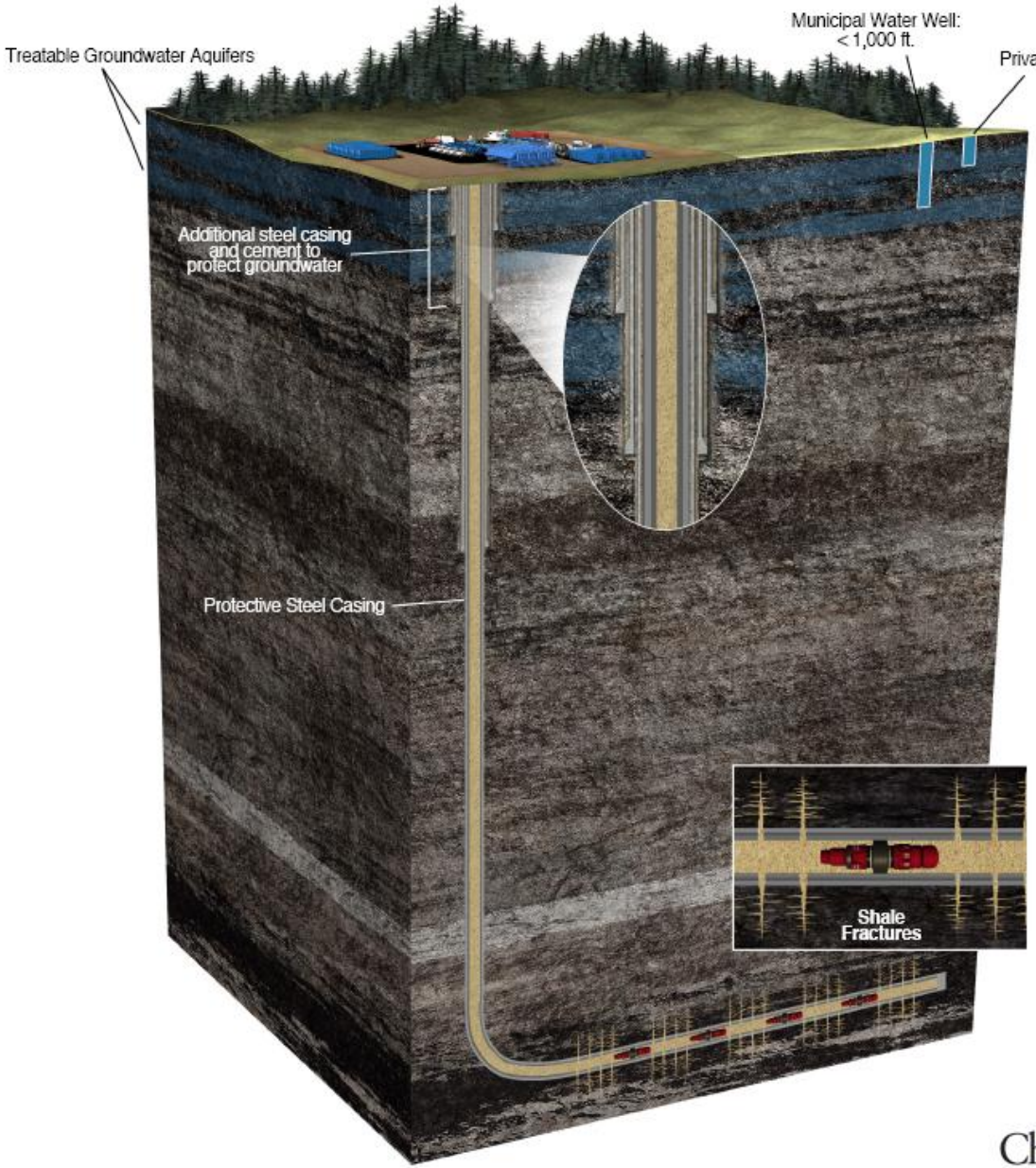
Exploitation des puits de gaz de schiste

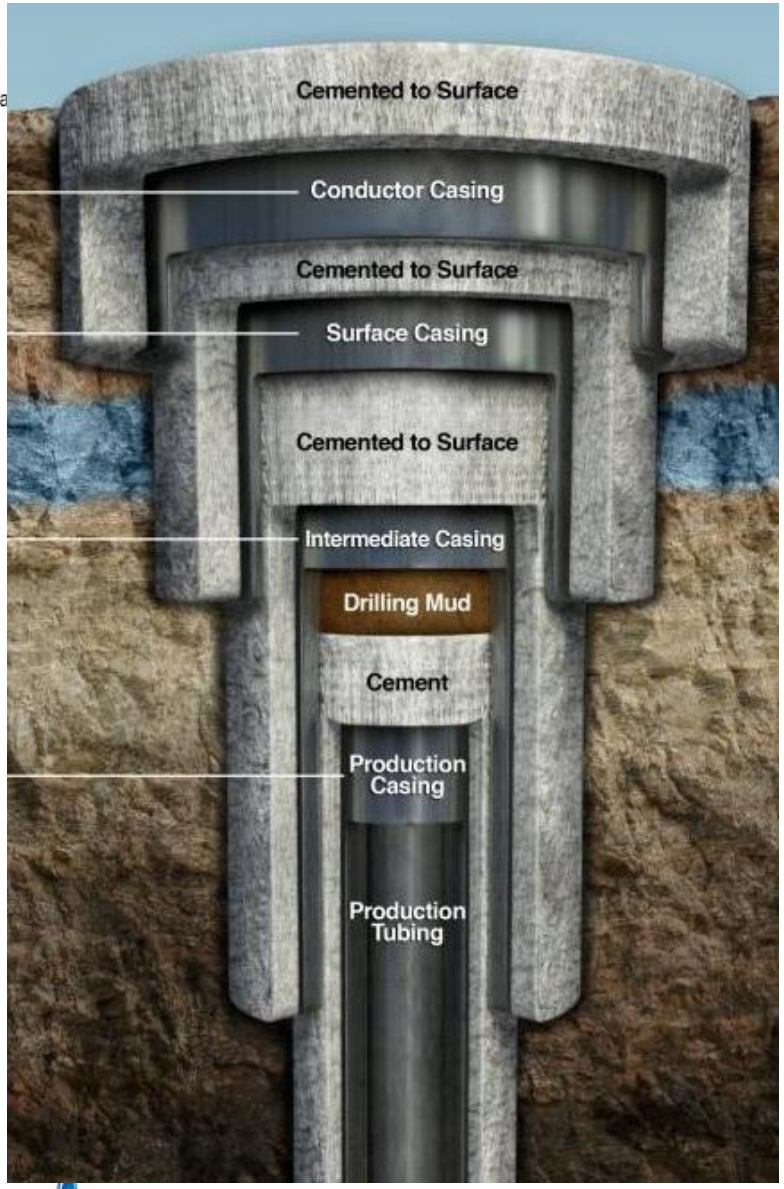


Distance des nappes phréatiques

- Le Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) indique que les nappes phréatiques sont généralement près de la surface (dans les 100 premiers mètres de profondeur) alors que la couche sédimentaire du shale d'Utica à exploiter se situe entre 600 mètres et 3 000 mètres (MRNF, 2010).
- Au Québec, le forage dans les shales d'Utica se ferait à une profondeur de 1000 à 2500 mètres (MDDEP, 2010).

Hydraulic Fracturing with Intermediate Casing





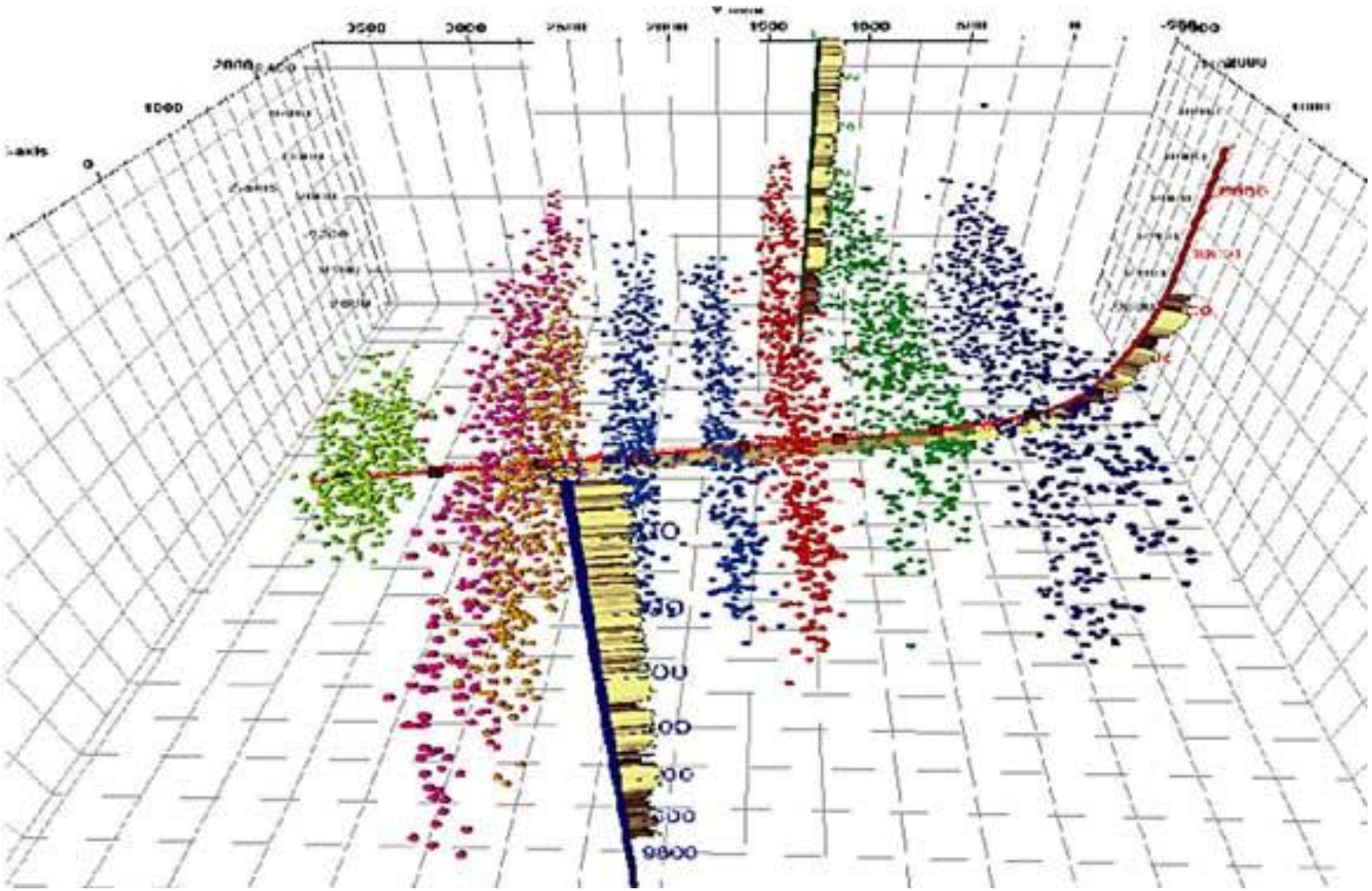
Chesapeake ENERGY

G Carrier et C Campagna, 18 septembre 2012

La fracturation hydraulique horizontale

- Injection sous haute pression:
  - Mélange d'eau chargée de grains de sable ou billes de céramique et de produits chimiques
    (Eau + sable: *98% du volume injecté:*)
  - Force de la roche et fait craquer le réservoir.
  - Sable maintient les fractures ouvertes lorsque la pression est relâchée
  - Répétée 5 à 10 fois dans un même puits (période 3 à 4 ans)
- Pompage de l'eau de fracturation (eau de reflux–*flowback*)
  - Le gaz est libéré et remonte à la surface.
- En général, récupération moyenne de 17 % à 20% du gaz de la zone forée (contre 90% dans les réservoirs conventionnels)

Imagerie microsismique d'une fracture en plusieurs étapes



- Chaque couleur représente une fracture en une seule étape.
- Source : Schlumberger, 2007

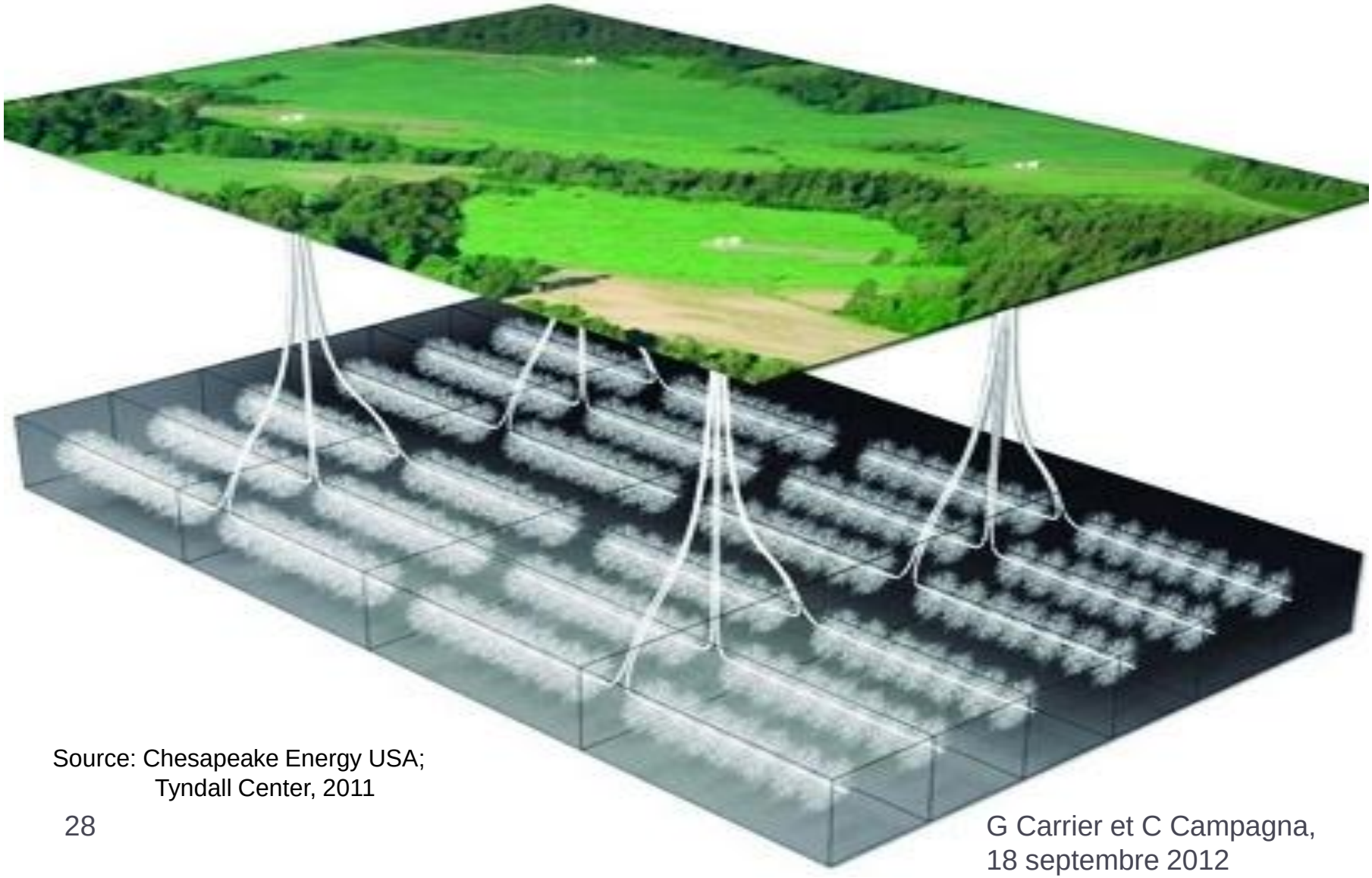
Fracturation : Produits utilisés

- Utilisés pour allonger la durée des fractures et faciliter la captation du gaz
- Type:
  - Gélifiants, réducteur de friction, surfactants, inhibiteurs de corrosion, agents antibactériens, stabilisateurs d'argile, etc.
- Composition
  - Varie selon le type de sol
  - Ex: Formaldéhyde, acide borique, acide hydrochlorique, méthanol, isopropanol, benzène, toluène, etc.
- Dans une zone d'extraction de gaz de schiste, environ 0,1-0,5 litre de produits chimiques sont injectés par m^2 de surface.

Well
House
Well
Water "Impoundment"
4 Acres -- for
Fracking Wells
Gas
Processing
Plant
Compressor
Station
Well

Forage horizontal et fracturation

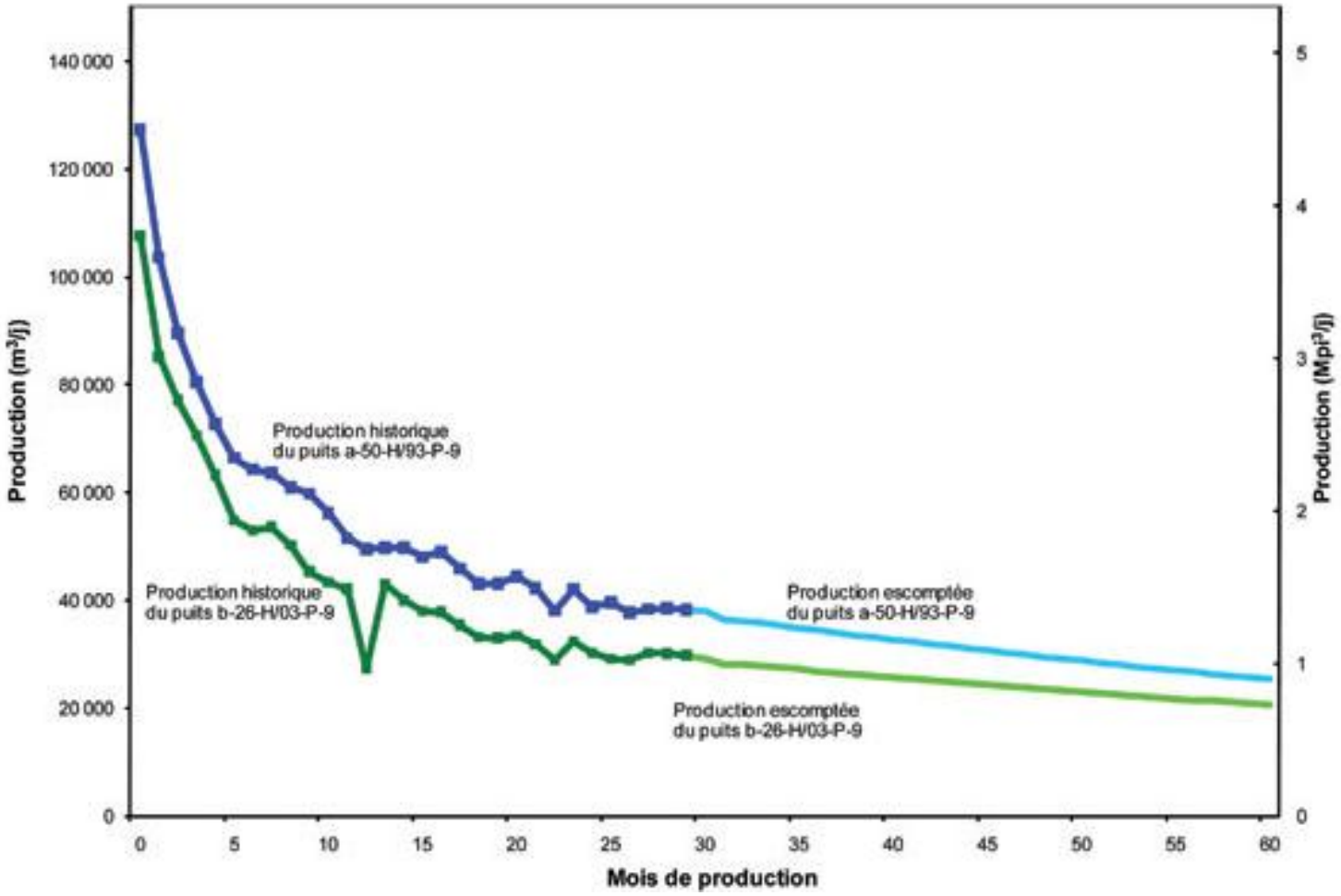
Arrangement de puits horizontaux



Source: Chesapeake Energy USA;
Tyndall Center, 2011

Profils de production des puits de gaz de schiste escomptée quotidiennement

(Données provenant de puits dans le shale de Montney, BC)



G Carrier et C Campagna, 18 septembre 2012

Historique d'exploitation des gaz de schiste

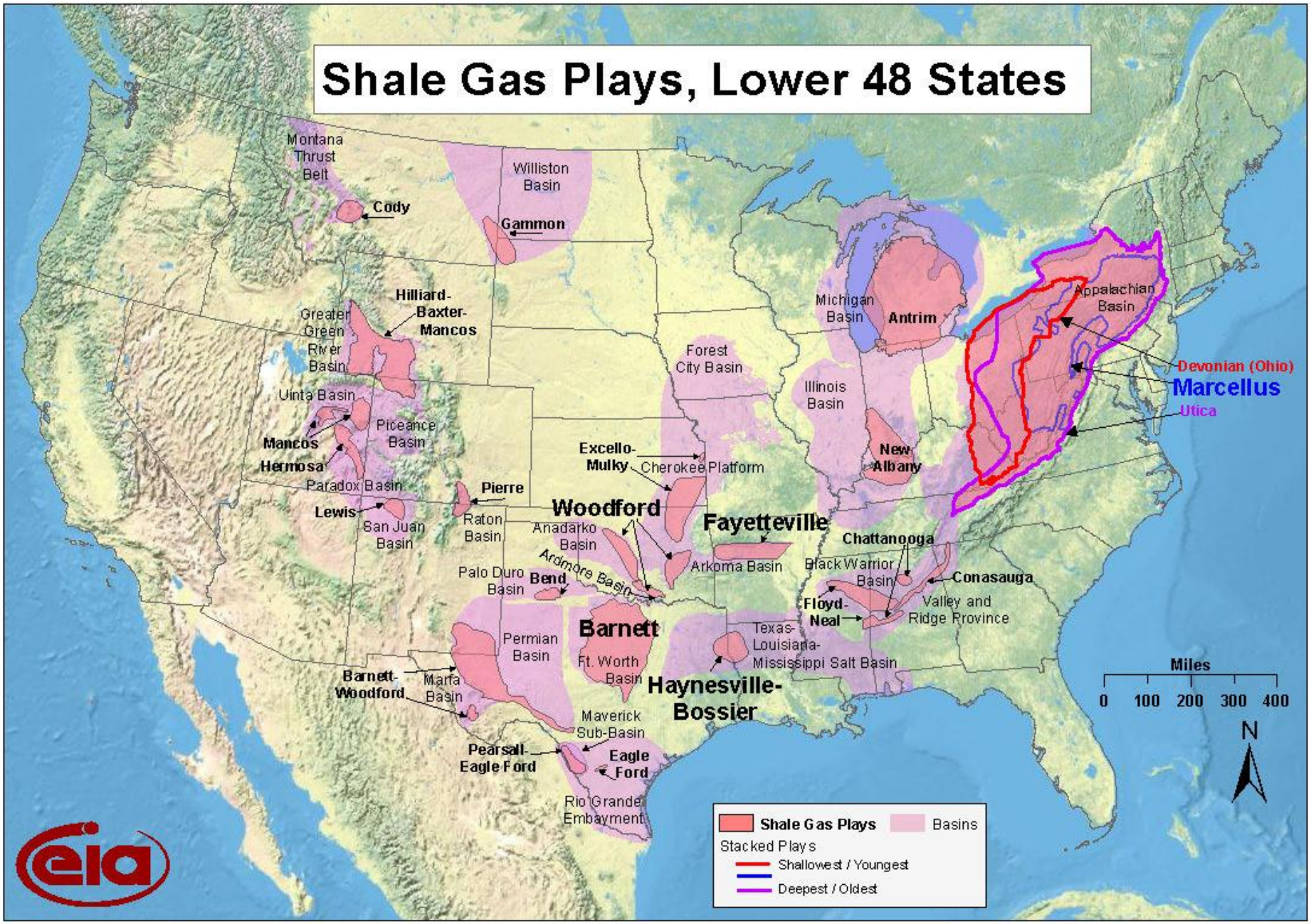
Amérique du Nord

Historique de l'exploitation des gaz de schiste

- Le premier puits de gaz naturel a été foré aux États-Unis en 1821,
- Une première compagnie gazière a été créée en 1858 et une première fracturation hydraulique verticale a été réalisée dans les années 1986 et 1er forage horizontal en 1992.
- Les opérations de fracturation hydraulique étaient très peu rentables jusqu'à la maîtrise de la technique de forage horizontal par la Cie Devon en 2002 (gisement texan de Barnett).
- Des essais vraiment concluants en 2005 permettaient de décoller la production aux États Unis en 2007. Elle connaît depuis un essor fulgurant.
- En Amérique du Nord, la durée moyenne d'exploitation de ces gaz est de moins de 5 ans.

Gaz de schiste aux États-Unis

- La production de gaz de schiste est en pleine croissance aux États-Unis.
- Le gaz de schiste représente aujourd'hui 23% de la production de gaz naturel aux Etats-Unis, alors qu'il était négligeable en 2004.
- Dans la zone de la formation Marcellus dans la région de Susquehanna, Pennsylvanie, l'émission de permis d'exploitation a augmenté par un facteur de 27 entre 2007 et 2009.
- En 2010, plus de 3 000 permis ont été alloués dans cet État.



Source: Energy Information Administration based on data from various published studies.
Updated: March 10, 2010

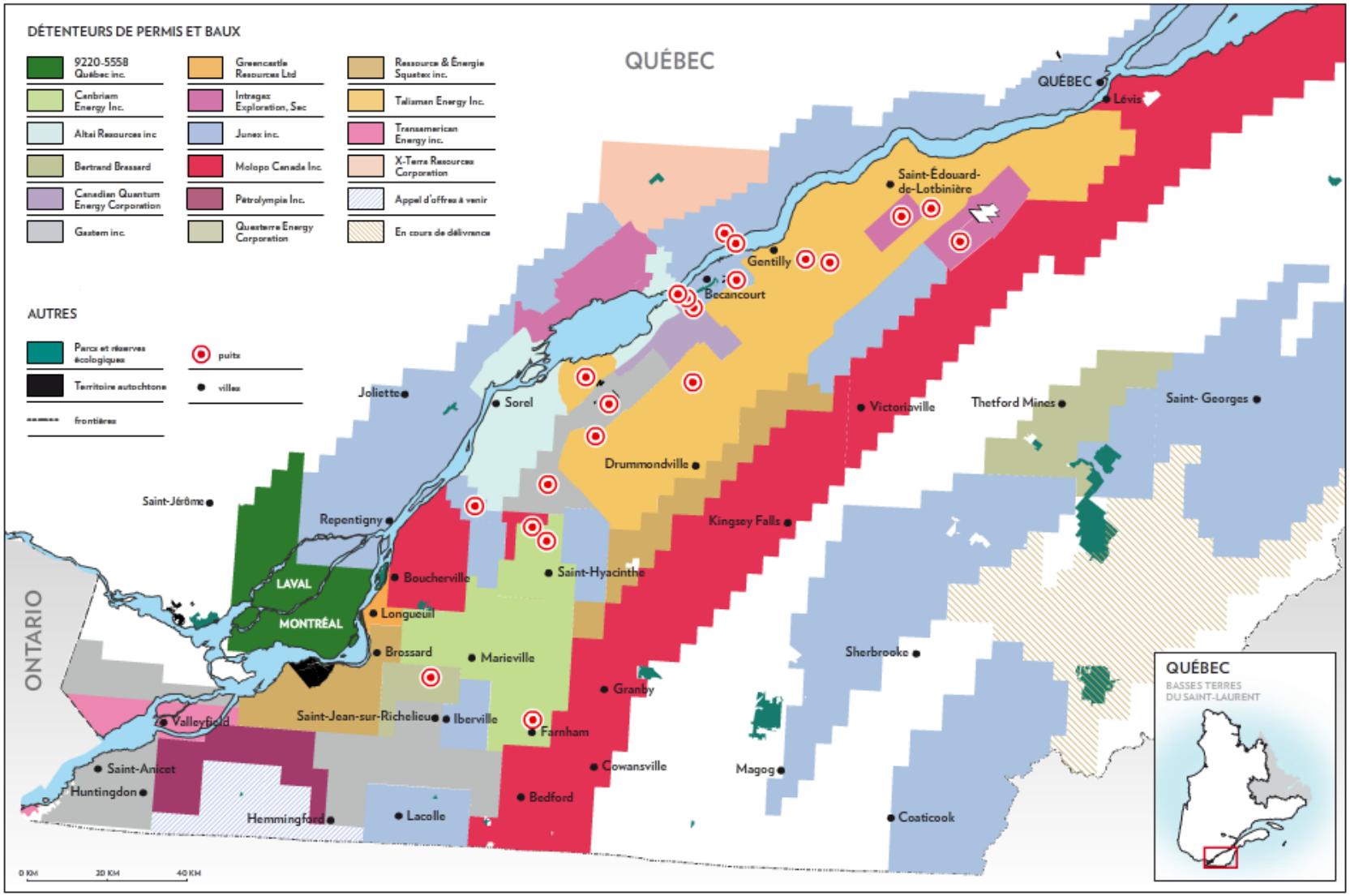
G Carrier et C Campagna,
18 septembre 2012

Gaz de schiste au Canada

Les principaux réservoirs de gaz de schiste sont situés

- dans l'Ouest canadien,
  - Bassins de Montney et de Horn River situés au nord-est de la Colombie-Britannique
  - Formation de Colorado situé dans le sud de l'Alberta et de la Saskatchewan.
- au Québec
  - Formation d'Utica situé dans le sud du Québec, entre les villes de Montréal et de Québec, près de la zone frontale des Appalaches
- dans les Maritimes
  - Formation de Horton Bluff situé au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse.

Permis d'exploitation pétrolière et gazifière (MNRF)



G Carrier et C Campagna, 18 septembre 2012

Gaz de schiste au Québec

- On prévoit entre 150 à 600 puits horizontaux forés par année pendant quelques décennies.
- Quantité estimée: environ 15 000 puits
- Sur la trentaine de puits creusés sur le territoire québécois à ce jour,
  - 19 sont verticaux
  - 11 sont horizontaux.
  - La fracturation hydraulique a été réalisée sur 9 puits verticaux et 6 horizontaux.

Données tirées du BAPE

Densité de puits lors d'exploitation active d'un bassin de shale

- Il peut y avoir jusqu'à 6 puits/km^2
- Dans le bassin de Barnett, USA, la moyenne est de 1,15 puits / km^2

Risques potentiels pour l’environnement et la santé

Risques

Impact sur la ressource eau

Ressources hydriques

- La qualité et la quantité d'eau destinée à la consommation humaine sont des enjeux importants en matière de santé publique liés à l'industrie des gaz de schiste.

Prélèvement et utilisation de l'eau pendant la fracturation

- Chaque puits de la formation de schistes de Barnett dans le bassin de Fort Worth au Texas nécessite quelques 11 à 15 millions de litres d'eau douce.
- D'après les premiers rapports émanant des exploitants de schistes canadiens, les chiffres seraient du même ordre.
- Prélèvement généralement d'une eau de surface
  - Transportée jusqu'au puits
- Peut aussi provenir d'eau souterraine

- Impact d'approvisionnement en eau potable lors de périodes de sécheresse (Texas, CN) (Adair 2012)

Gestion de l'eau usée

- Dépendant du site, entre 25% à 50% de l'eau de fracturation est remontée en surface, le reste demeure en profondeur.
- L'eau récupérée ne peut être réintroduite dans le bassin hydrographique sans être décontaminée.
- Cette eau, contaminée avec de l'eau salée et des produits chimiques, doit donc être gérée avec soin

Entreposage en bassins

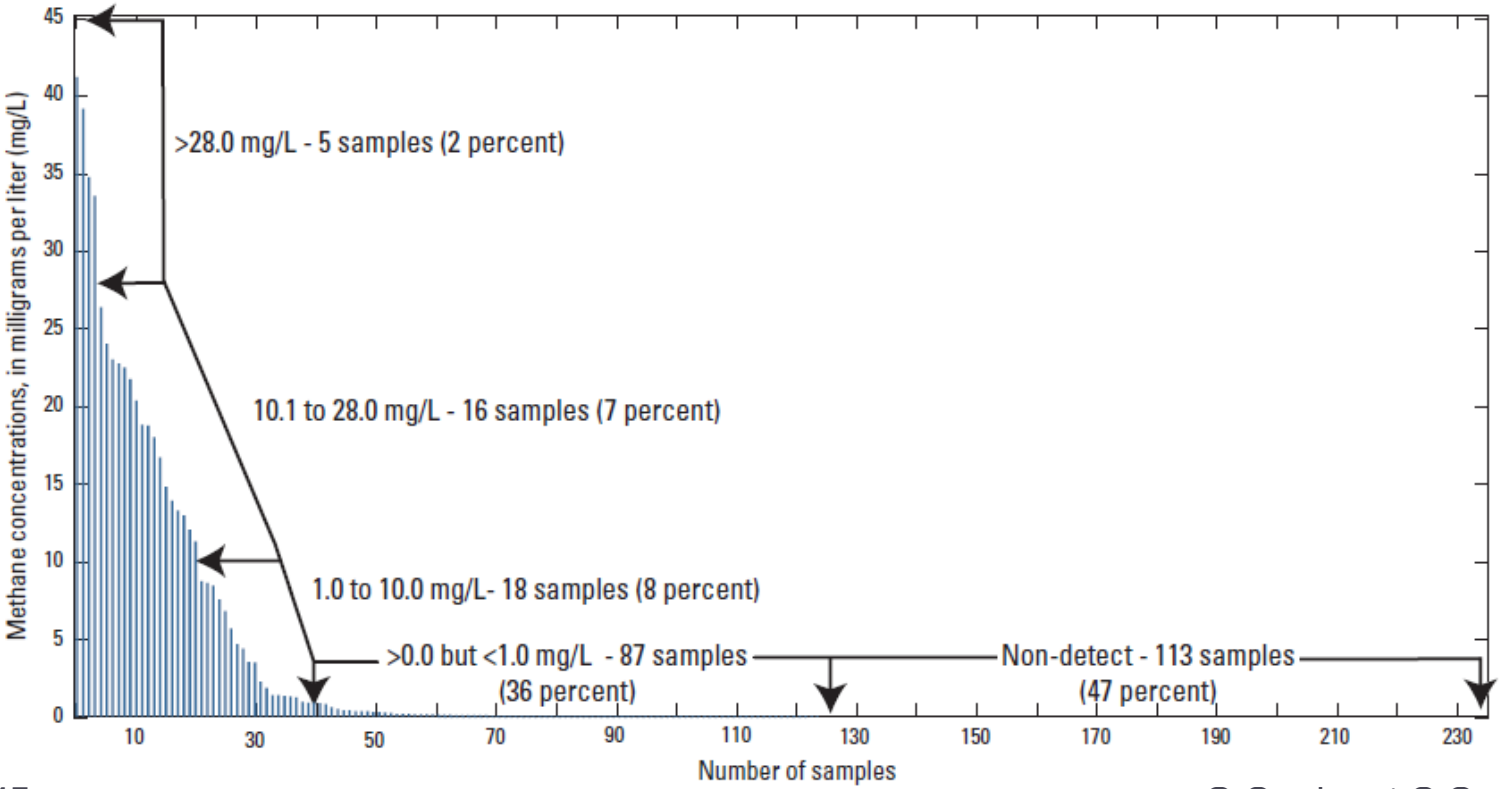
- Entreposage des eaux usées et boues de forages
- Cas de contamination rapportés (Pavillion, Wy)

Traitements des eaux usées

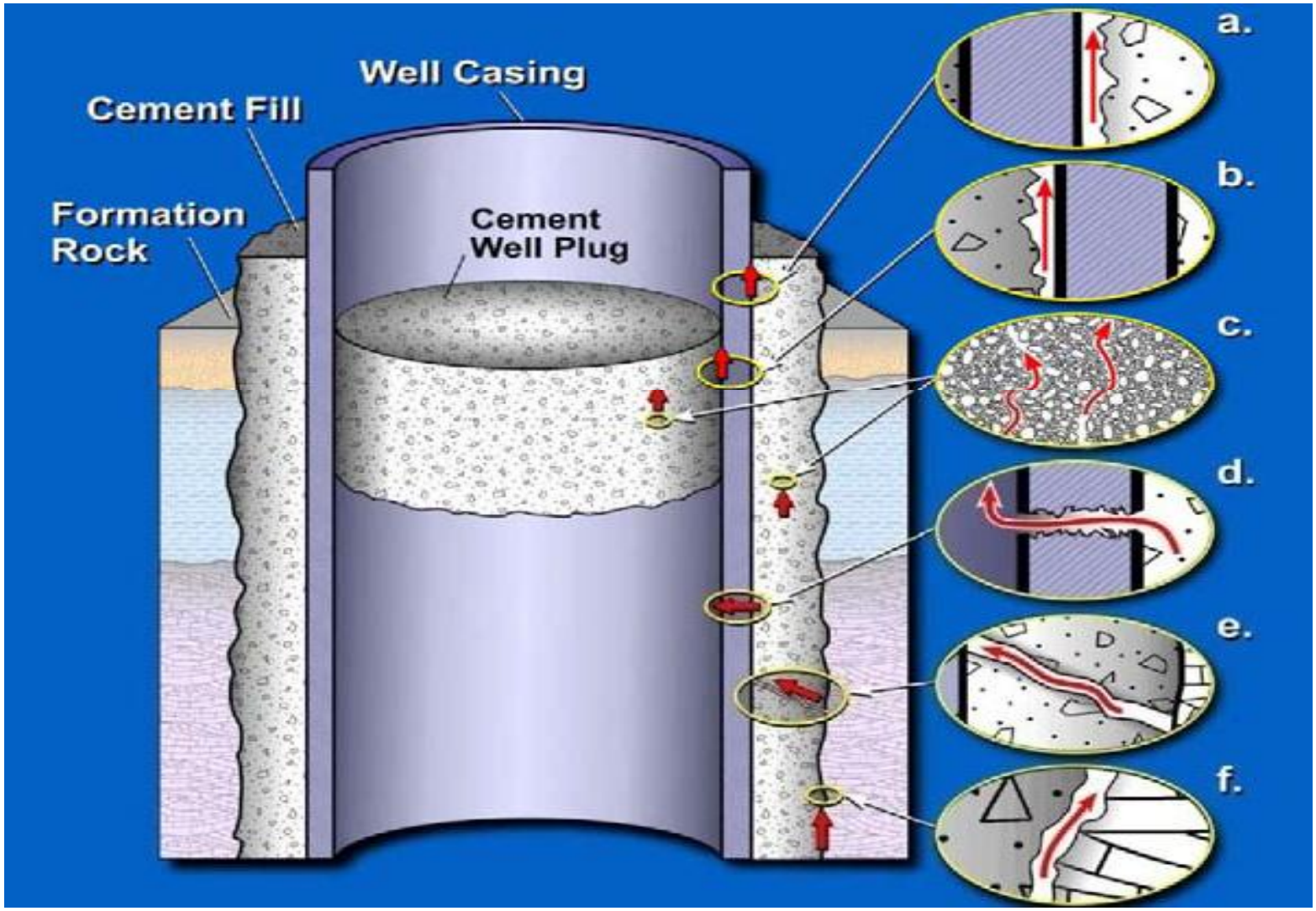
- Défi : Solides totaux dissous
  - Entre 500 et 300 000 mg STD/litre
- Selon objectifs encourus
  - Réutilisation, injection formations profondes, réduction volumique, rejet dans l'environnement
- Traitements municipaux peu efficaces
  - STD élevé – salinité – produits toxiques
- Traitements les plus efficaces – Coûteux (Alleman 2011)
  - Osmose inverse
  - Distillation thermique
- Cas de contamination répertoriés (mauvais traitement)
  - Ex: Rivière Monongahela, PA

Contamination par le Méthane

- Présent naturellement dans certains aquifères
  - État de New York (USGS, 2011)
  - Méthane élevé dans les zones forées Marcellus et Utica



Fuite et migration : Coffrage



Source: Parfitt, 2010: Fracture lines

Contamination eaux

- Documentée
- Problème: données pré-exploration absentes
- Eaux de surface
  - Déversement, reflux, bassin de rétention, traitement absent ou inadéquat des eaux usées
- Nappes phréatiques
  - Activité de forage (SDT ou turbidité) , de fracturation ou d'exploitation, contamination par activités de surface (déversements, fuites), fuite des bassins de rétention, migration du gaz ou de produits provenant des shales

Risques

Nouvelles données

Étude de la contamination de la nappe phréatique par des chercheurs de l'Université de Duke

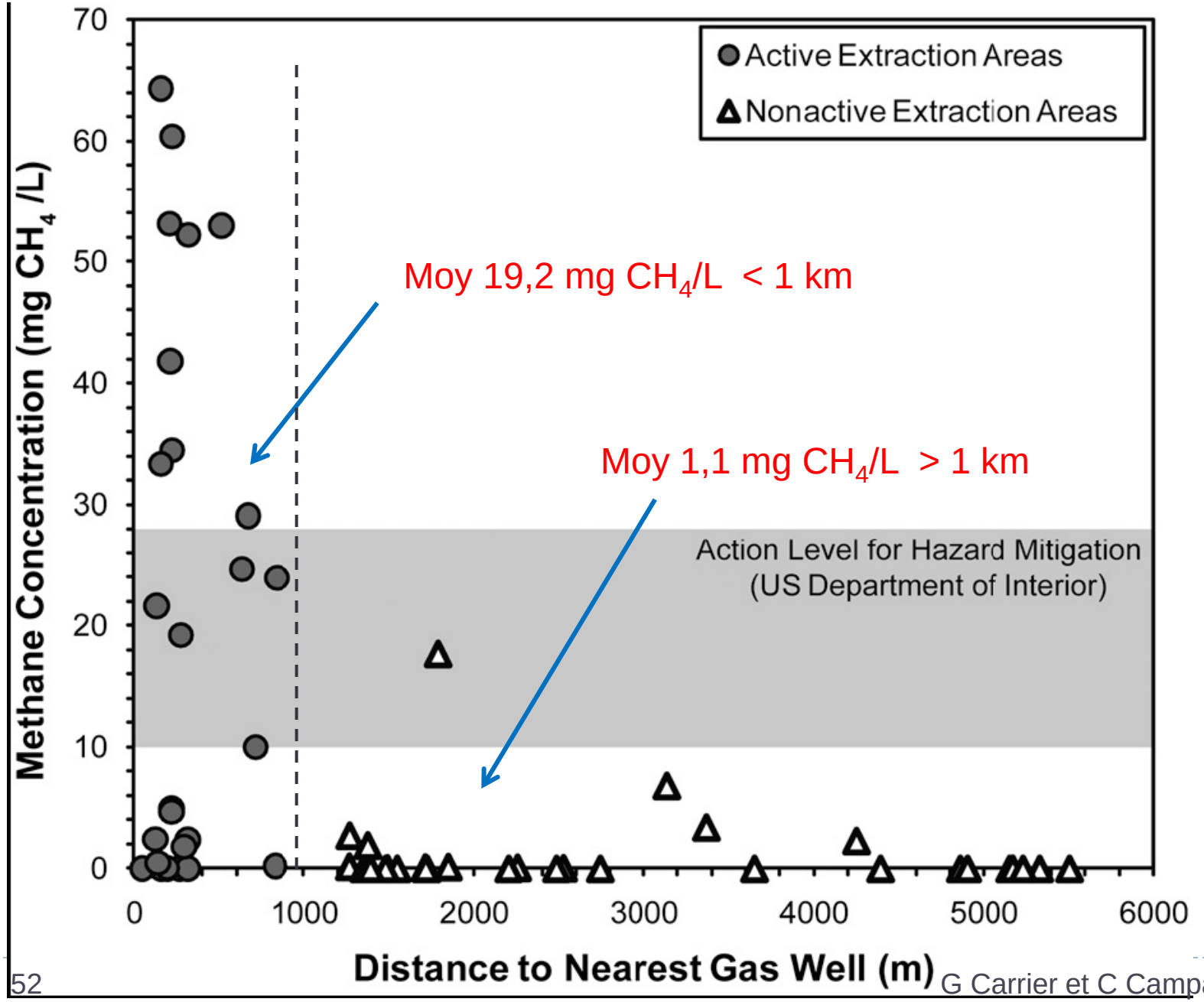
Stephen G. Osborn et al.(2011) : Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing ». www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1100682108.

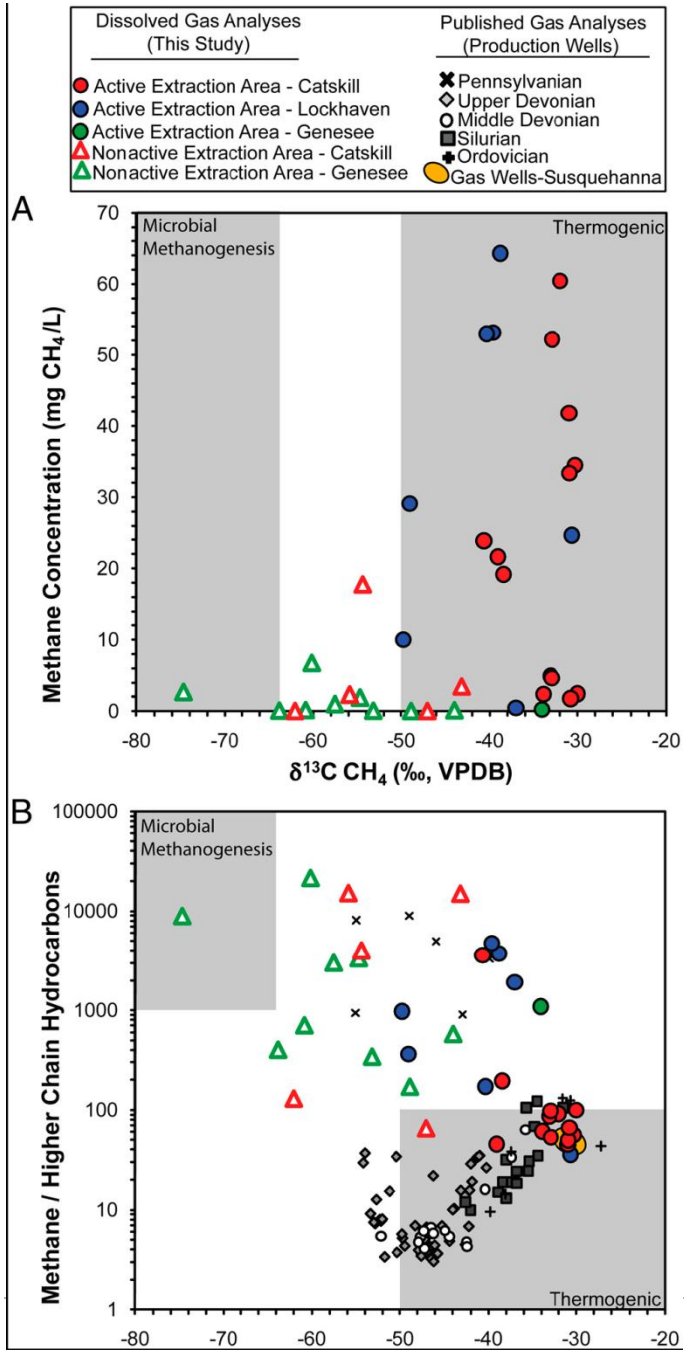
Étude publiée dans les dans les Proceedings of the National Academy of Sciences, USA.

Protocole de l'étude

- Étude comparée de la contamination
  - de puits d'eau potable situés à moins de 1 km d'un ou plusieurs puits de gaz de schiste (puits actifs)
  - avec des puits d'eau potable situés à plus de 1 km de puits de gaz de schiste.
- Les auteurs ont analysé la teneur en divers contaminants de 68 puits privés de 36 à 190 m de profondeur dans le Nord-Est de la Pennsylvanie (formation de Catskill et Lockhaven) and de l'État de New York (formation Genesee) .
- Dans l'eau des 68 puits, ils ont mesuré le sel dissous, certains liquides de fracturation utilisés, les isotopes (^{18}O and ^{2}H), des isotopes de carbone (^{13}C), boron et radium.
- Dans 60 des 68 puits ils ont mesuré la concentration en méthane et hydrocarbures liquides légers (éthane, butane, propane).

Résultats de cette étude


Active Extraction Areas
Nonactive Extraction Areas
Moy 19,2 mg CH_4/L < 1 km
Moy 1,1 mg CH_4/L > 1 km
Action Level for Hazard Mitigation
(US Department of Interior)
Methane Concentration (mg CH_4 /L)
Distance to Nearest Gas Well (m)
0
10
20
30
40
50
60
70
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000


Dissolved Gas Analyses
(This Study)
Active Extraction Area - Catskill
Active Extraction Area - Lockhaven
Active Extraction Area - Genesee
Nonactive Extraction Area - Catskill
Nonactive Extraction Area - Genesee
Published Gas Analyses
(Production Wells)
Pennsylvanian
Upper Devonian
Middle Devonian
Silurian
Ordovician
Gas Wells-Susquehanna
A
Microbial
Methanogenesis
Thermogenic
Methane Concentration (mg CH4/L)
δ13C CH4 (‰, VPDB)
B
Microbial
Methanogenesis
Thermogenic
Methane / Higher Chain Hydrocarbons

Résultats et conclusion de l'étude

1. Cette étude met clairement en évidence la contamination de puits d'eau potable par du méthane et autres hydrocarbures légers (liquides) venant des schistes profonds d'origine thermogénique.
2. La concentration moyenne de méthane était 19 fois plus élevée dans les puits de la zone active et les concentrations atteignaient des niveaux d'intervention visant à prévenir les explosions.
3. Plus la zone d'échantillonage était proche des puits de gaz plus la concentration était élevée (R-D-R +).
4. Cependant, il n'y avait pas d'évidence de contamination de l'eau potable par les liquides de fracturation utilisés (substances chimiques et sels minéraux) ou par l'eau saline contenue dans les schistes.

N.B.: durée d'activité de quelques mois à moins de 4 ans.

Hypothèses sur les mécanismes de contamination par les auteurs

1. Fissures dans le coffrage de protection des canalisation de captation des gaz. Ces fissures se produiraient à des centaines de mètres de profondeur. Le méthane et hydrocarbures liquides légers passeraient latéralement ou verticalement à travers les fractures du système.
2. Le procédé de fracturation hydraulique génèrerait de nouvelles fractures ou accroîtrait des fractures existantes au dessus de la zone de fracturation. Le gaz s'infiltrerait à travers ces nouvelles fractures jusqu'à la nappe phréatique.

Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania

Nathaniel R. Warnera, Robert B. Jacksona,b, Thomas H. Darraha, Stephen G. Osbornc, Adrian Downb, Kaiguang Zhaob, Alissa Whitea, and Avner Vengosha

www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1121181109

PNAS Early Edition | 1 of 6

Edited by Karl K. Turekian, Yale University, North Haven, CT, and approved May 10, 2012 (received for review January 5, 2012)

Étude publiée dans les dans les Proceedings of the National Academy of Sciences, USA.

Objectifs

- Examiner la possibilité de migration d'hydrocarbures produits dans la Formation Marcellus vers les aquifères peu profonds du Nord-Est de la Pennsylvanie

Hypothèse de cette recherche

- Il existe sur le territoire de la Pennsylvanie du nord-Est dans certains endroits, des voies de contact entre les formations sous-jacentes profondes et la zone peu profondes d'aquifères d'eau potable, qui n'ont rien à voir avec les activités de forage des dernières années.
- Ils tentent de prouver la véracité de cette hypothèse par des preuves géochimiques de mesures en eau profonde et peu profonde dans la région.

Protocole

- Ils ont vérifié cette possibilité sur des échantillons provenant d'une zone où le gaz de schiste n'est pas exploité.
- Ils ont également vérifié s'il y avait un lien avec les données de la présente étude et les concentrations observées dans l'étude précédente dans le nord-est Pennsylvanie.

Protocole

- Dans cette étude, des analyses géochimiques ont été réalisées sur 426 échantillons d'eau peu profonde et 83 en eau profonde (saumures) dans 3 régions de l'État de la Pennsylvanie :
- 426 en eau peu profonde
  - 109 nouveaux échantillons et 49 provenant de l'étude précédente:
    - Alluvium (n = 11)
    - Catskill (n = 102)
    - Lock Haven (n = 45)
  - 268 provenant de données déjà publiées par d'autres auteurs
    - Alluvium (n = 57)
    - Catskill (n =147),
    - Lock Haven (n = 64)
- 83 en eau profonde des Appalaches

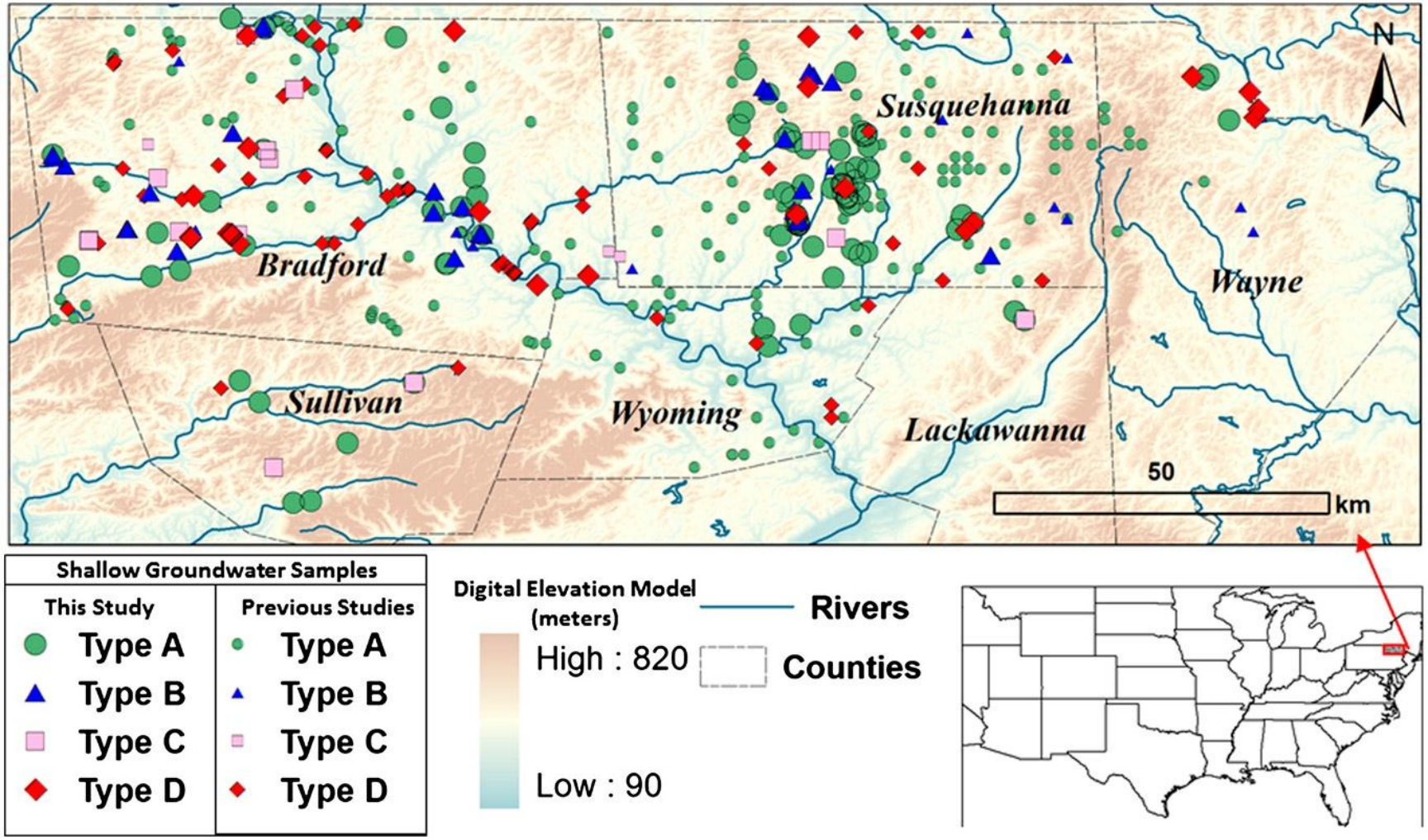
Protocole (Éléments analysés)

- Br, Cl, Na, Ba, Sr, and Li
- Traceurs isotopiques ($\delta^{18}O$, $\delta^{2}H$, $^{87}Sr/^{86}Sr$, $^{228}Ra/^{226}Ra$)

Démarche

- Classification des données en 4 catégories selon le degré de salinité de l'eau
  - Classe A : Faible salinité (Cl < 20 mg/L) et Ca-HCO3 +++
  - Classe B : Faible salinité (Cl < 20 mg/L) et Ca-HCO3+
  - Classe C : (Cl > 20 mg/L) avec Br/Cl < 0.001
  - Classe D : (Cl > 20 mg/L) avec Br/Cl > 0.001 (provenant de saumure)

Distribution des catégories



À moins de 1 km des puits actifs

- À moins de 1 km des puits actifs, les plus fortes concentrations de méthane ont été observées dans l'eau de Type D, suivies par type B et A.
  - 3 échantillons de types A,
    3 de type B,
    et 5 de type D
    avaient des concentrations en méthane > 10 mg / L.

À plus de 1 km des sites de forage de gaz de schiste

- Dans tous les échantillons (n = 14) d'eau souterraine de type A, les concentrations en méthane étaient < 0,01 mg CH_4/ L.
- Dans cette zone, dans l'eau de type B, seulement 1 des 41 échantillons contenait une concentration (> 10 mg CH_4/ L).
- Dans 2 échantillons d'eau souterraine de type D prélevés lors de la première étude, situés dans les vallées de basse altitude > à 1 km des sites de forage du gaz de schiste, les concentrations de méthane étaient 2 et 4 mg CH_4/ L.

  Dans un nouvel échantillon d'eau de type Type D en eaux souterraines peu profondes, la concentration en méthane était de 26 mg / L.

Conclusion de cette étude

- La forte empreinte géochimique de la salinité (Type D: Cl > *20 mg/L)* des eaux des nappes phréatiques de ces 3 régions du NE-PA, suggère fortement la présence d'une migration naturelle des éléments de la formation des shales de Marcellus vers les nappes phréatiques.
- L'exploitation des ressources de gaz naturel dans les shales Marcellus du bassin des Appalaches du nord-est des États-Unis a accru la contamination dans les aquifères peu profonds couramment utilisés pour l'eau potable.

Conclusion

Effets aigus sur la santé ?

- Dus au risque d'explosion du méthane

Effets chroniques sur la santé?

- Durée moyenne d'exploitation: moins de 5 ans.
- Ainsi, il est impossible d'observer un effet chronique sur la santé tel le cancer ou des atteintes du système nerveux.
- Généralement, de tels effets surviennent une à plusieurs décennies après des expositions répétées sur de longues périodes.

Conclusion générale

- Ces nouvelles données montrent qu'en PA, les techniques utilisées pour l'extraction des gaz de schistes induisent un risque de contamination des nappes phréatiques
- De plus, une migration des éléments chimiques de la formation des shales de Marcellus vers les nappes phréatiques via des voies d'origine naturelle semble possible.
- La fracturation hydraulique semble accroître la sensibilisation de la contamination potentielle des aquifères peu profonds couramment utilisés pour l'eau potable.
- On ne peut exclure une contamination due à la formation de fissures dans le coffrage de protection des canalisations de captation des gaz en profondeur.
- Il existe un défi important quant à la récupération, au traitement et à la réutilisation des eaux usées à des fins de consommation humaine.

Questions soulevées

- Peut-on réellement prévenir la contamination de la nappe phréatique avec les techniques d'exploitation actuelles?
- Peut-on réellement prévenir la contamination des réservoirs de rétention parfois abandonnés à la fin des activités d'exploitation d'un puits?
- Est-ce possible que les matériaux utilisés pour sceller les puits abandonnés après exploitation soient altérés avec les années au point de céder ?
- Advenant une exploitation à grande échelle du gaz de schiste au Québec, est-ce que l'eau des nappes phréatiques de la vallée du Saint-Laurent sera encore potable à très long terme?
- Impact sur la santé des populations?

Références

- INSPQ. 2010. État préliminaire des connaissances sur la relation entre les activités reliées au gaz de schiste et la santé publique. http://www.inspq.qc.ca
- Michaels, C., Simpson, J. L., Wegner, W. (2010). Fractured Communities: Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling. September 2010
- Osborn St. G., Vengosh A., Warner N. R., Jackson R. B. (2011). Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. April 2011
- United States Environmental Protection Agency (EPA), Office of Research and Development. (2011). Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. February 2011
- Jean-Louis DURVILLE., Jean-Claude GAZEAU: Conseil général de l'industrie, Conseil général de l'environnement de l'énergie et des technologies et du développement durable (Les hydrocarbures de roche-mère en France. Rapport provisoire. Avril 2011
- Weymuller Bruno: Les perspectives du shale gas dans le monde. Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie. Décembre 2010
- DIRECTORATE GENERAL FOR INTERNAL POLICIES POLICY DEPARTMENT A: ECONOMIC AND SCIENTIFIC POLICY. European parliament. Executive summary 2011
- Alleman, David (ALL Consulting). "Treatment of Shale Gas Produced Water for Discharge." Presentation at the EPA Technical Workshops for the Hydraulic Fracturing Study – Water Resources Management, Washington, D.C., March 29-30, 2011.

Références

- USGS, 2011. Dissolved Methane in New York Groundwater. In collaboration with the New York State Department of Environmental Conservation. http://ny.water.usgs.gov
- Adair SK, Pearson BR, Monast J, Vengosh A, Jackson RB. 2012. Considering shale gas extraction in North Carolina: Lessons from other states. Dike environmental law and policy forum. Duke University Nicholas Institut for Environmental Policy Solutions. http://nicholasinstitute.duke.edu/climate/policydesign/nc-hydraulic-fracturing
- MDDEP – Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec (2010) *Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les basses-terres du Saint-Laurent. Document de travail.* Québec , MDDEP.
- MRNF – Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (2010) *Le développement du gaz de schiste au Québec; document technique.* Québec, Ressources naturelles et faune, Direction générale des hydrocarbures et des biocarburants. 26 p.
- United States Environmental Protection Agency (EPA), Office of Research and Development. (2011). Draft investigation of ground water contamination near Pavillion, Wyoming. December 2011. www.epa.gov/ord
- Ressource for the futur (RFF). 2012. Shale gas development and property values. Discussion paper by Muehlenbachs L, Spiller E, and Timmins C. www.rff.org

Période de questions

- Merci de votre attention