

RAPPORT D'ÉTUDE

29/10/2014

**INERIS** DRS-14-142201-03302A

**La filière Gaz de schiste aux États-Unis  
d'Amérique**

**Compte rendu de la mission réalisée de  
décembre 2013 à février 2014 à l'U.S. Geological  
Survey à Menlo Park (Californie)**

**INERIS**

*maîtriser le risque |  
pour un développement durable |*



**La filière Gaz de schiste aux États-Unis d'Amérique**  
**Compte rendu de la mission réalisée de décembre 2013 à**  
**février 2014 à l'U.S. Geological Survey à Menlo Park**  
**(Californie)**

Direction des Risques du Sol et du Sous-sol

## PREAMBULE

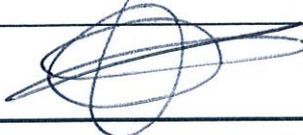
Le présent rapport a été établi sur la base des informations fournies à l'INERIS, des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur.

La responsabilité de l'INERIS ne pourra être engagée si les informations qui lui ont été communiquées sont incomplètes ou erronées.

Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent qui seraient portés par l'INERIS dans le cadre des prestations qui lui sont confiées, peuvent aider à la prise de décision. Étant donné la mission qui incombe à l'INERIS de par son décret de création, l'INERIS n'intervient pas dans la prise de décision proprement dite. La responsabilité de l'INERIS ne peut donc se substituer à celle du décideur.

Le destinataire utilisera les résultats inclus dans le présent rapport intégralement ou sinon de manière objective. Son utilisation sous forme d'extraits ou de notes de synthèse sera faite sous la seule et entière responsabilité du destinataire. Il en est de même pour toute modification qui y serait apportée.

L'INERIS dégage toute responsabilité pour chaque utilisation du rapport en dehors de la destination de la prestation.

	Rédaction	Vérification	Approbation
NOM	Stéphane LAFORTUNE	Christophe DIDIER	Mehdi GHOREYCHI
Qualité	Ingénieur de la Direction des Risques du Sol et du sous-sol	Directeur Scientifique Adjoint	Directeur des Risques du Sol et du sous-sol
Visa			

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>9</b>
<b>2. RESUME.....</b>	<b>11</b>
<b>3. LA FRACTURATION HYDRAULIQUE.....</b>	<b>13</b>
3.1 Historique .....	13
3.2 Nature des fluides de fracturation hydraulique .....	14
3.3 Caractéristiques des fractures créées par fracturation hydraulique .....	18
<b>4. RÉGLEMENTATION FÉDÉRALE ET NORMALISATION .....</b>	<b>21</b>
4.1 Le désengagement fédéral suite à l'Energy Policy Act de 2005.....	21
4.2 Mise en place d'un cadre normatif dans le bassin des Appalaches .....	22
<b>5. CARACTERISATION DE L'IMPACT DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES DE SCHISTE SUR LA RESSOURCE EN EAU .....</b>	<b>29</b>
5.1 Le retour d'expérience pennsylvanien.....	29
5.2 Le retour d'expérience dans d'autres états .....	49
<b>6. GESTION DES EAUX DE PRODUCTION.....</b>	<b>55</b>
6.1 Volumes d'eau produits par les gisements aux États-Unis d'Amérique .....	55
6.2 Solutions de gestion .....	56
<b>7. POINTS CLEFS IDENTIFIÉS LORS DE LA MISSION.....</b>	<b>63</b>
<b>8. RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....</b>	<b>65</b>
<b>9. LISTE DES ANNEXES .....</b>	<b>67</b>



## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Le gisement d'hydrocarbures de schiste de Marcellus.....	23
Figure 2 : Nombre de puits d'exploitation de gaz de schiste ayant fait l'objet d'au moins un procès-verbal dressé dans l'une des 8 catégories techniques par année de forage [7] .....	33
Figure 3 : Nombre de puits et de procès verbaux dressés ou pris en compte par les équipes de recherche pour les puits forés en Pennsylvanie entre 2005 et 2013 .....	33
Figure 4 : Répartition du nombre de procès verbaux dressés pour les puits forés en Pennsylvanie entre 2005 et 2013 .....	34
Figure 5 : Évolution de la répartition des procès verbaux dressés pour les puits forés en Pennsylvanie entre 2005 et 2013 .....	34
Figure 6 : Nombre de PDL (« cases ») rédigées chaque année en Pennsylvanie, comparé aux nombres annuels de puits forés (« new spudded wells »), de nouveaux puits producteurs (« new producing wells ») et de déversements accidentels (« spills ») [7] .....	36
Figure 7 : Traçage des sources de contamination dans les eaux de surface [7] ..	38
Figure 8 : Carte de localisation des opérations d'exploitation du gaz de schiste et des prélèvements d'eau réalisés dans la zone d'étude [10] .....	40
Figure 9 : Concentrations en méthane dissous mesurées dans les puits d'AEP en fonction de la distance avec le plus proche puits d'exploitation du gaz de schiste [10] .....	41
Figure 10 : Concentrations en méthane dissous mesurées dans les puits d'AEP en fonction de la distance avec le plus proche puits d'exploitation du gaz de schiste [12] .....	46
Figure 11 : Concentrations en éthane et propane dissous mesurées dans les puits d'AEP en fonction de la distance avec le plus proche puits d'exploitation du gaz de schiste [12] .....	47
Figure 12 : Sources de gaz thermogénique identifiées dans la zone d'étude [12]	48
Figure 13 : Extrait de la page IV-22 du rapport de l'USEPA publié en décembre 1987 .....	50
Figure 14 : Gisements d'hydrocarbures de schiste aux ÉUA .....	55
Figure 15 : Évolution des quantités et du recours à chaque solution de gestion des eaux de production du gisement de Marcellus entre 2008 et 2011. ....	57
Figure 16 : Facteurs d'enrichissement des concentrations en ions chlorure et en brome mesurées en différents points à l'aval du rejet du site de traitement « Josephine brine treatment facility » par rapport aux concentrations mesurées à l'amont du site [17] .....	58

Figure 17 : Activités volumiques du radium-226 et du radium-228 mesurées dans les sédiments collectés en différents points autour du rejet du site de traitement « Josephine brine treatment facility » [17] ..... 59

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Besoins en eau de CHK pour les opérations de forage et de fracturation hydraulique dans différents gisements aux ÉUA .....	15
Tableau 2 : Comparaison de la qualité d'eaux de production de Pennsylvanie avec celle de l'eau rejetée par le site de traitement « Josephine brine treatment facility » [17] .....	58



## **1. INTRODUCTION**

De décembre 2013 à février 2014, un ingénieur de l'INERIS a effectué un séjour scientifique et technique de 3 mois aux États-Unis d'Amérique sur le sujet des hydrocarbures de roche-mère. Il a été accueilli dans les locaux de l'U.S. Geological Survey (USGS) à Menlo Park, en Californie. Cette mission a été réalisée dans le cadre de la veille scientifique et technique réalisée par l'INERIS, conformément aux recommandations de la commission d'orientation de la recherche et de l'expertise de l'institut et en cohérence avec son contrat d'objectifs.

L'objectif de la visite était de rencontrer les acteurs de la filière Gaz de schiste dans ce pays (exploitants, institutionnels et équipes de recherche), pour faire le point sur les techniques d'exploitation des hydrocarbures de roche mère et sur la gestion des impacts environnementaux. Il s'agissait de se donner le temps de mieux comprendre le sujet et le contexte nord-américain, afin de pouvoir en tirer un retour d'expérience.

Tout en dressant le compte rendu de la mission, l'approche retenue dans le présent document est majoritairement bibliographique, car il effectue une synthèse des publications rédigées ou recommandées par les personnes rencontrées et des informations qu'elles ont communiquées. Il s'agit d'un complément aux documents déjà élaborés par l'INERIS concernant l'exploitation des hydrocarbures de roche mère. Les informations collectées ont concerné :

- les techniques de fracturation des gisements d'hydrocarbures utilisées dans le passé ou aujourd'hui ; et notamment la fracturation hydraulique, qui est la technique la plus utilisée ;
- la réglementation fédérale et le développement d'un encadrement normatif des activités de la filière dans l'état de Pennsylvanie ;
- l'impact environnemental des activités d'exploitation des hydrocarbures de schiste sur les eaux de surface et les eaux souterraines ;
- la gestion des eaux de production, récupérées à l'issue des opérations de fracturation, mais aussi durant toute la vie d'un puits producteur.

De nombreux intervenants de la filière Gaz de schiste aux États-Unis d'Amérique ont été rencontrés au cours de la mission dont, par exemple : BAKER HUGHES, SCHLUMBERGER et Duke University. Le détail des contacts est fourni en annexe 1.

La sismicité induite par les opérations de fracturation a été très abordée lors des rencontres, mais il apparaît que les États-Unis d'Amérique ne disposent pas à l'heure actuelle d'un retour d'expérience suffisant sur ce sujet. Ce sujet ne fait donc pas l'objet d'une partie spécifique du rapport.

Enfin, les conditions météorologiques de l'hiver 2013-2014 en Amérique du Nord n'ont malheureusement pas rendu possible les visites de sites d'exploitation initialement prévues, car ceux-ci étaient difficilement accessibles. Le présent rapport ne présente donc pas de comptes rendus de visite de sites.



## **2. RESUME**

De décembre 2013 à février 2014, un ingénieur de l'INERIS a effectué un séjour scientifique et technique de 3 mois aux États-Unis d'Amérique sur le sujet des hydrocarbures de roche-mère. Il a été accueilli dans les locaux de l'U.S. Geological Survey (USGS) à Menlo Park, en Californie.

L'objectif de la visite était de rencontrer les différents acteurs de la filière Gaz de schiste dans ce pays, pour faire le point sur les techniques d'exploitation des hydrocarbures de roche mère et sur les impacts environnementaux. Les échanges et les rencontres ont permis d'identifier des publications clefs et de faire le point sur les techniques d'exploitation des gaz de schiste ainsi que sur la gestion des risques environnementaux.

Il est ainsi apparu que la fracturation à l'eau est l'opération de fracturation la plus couramment réalisée aux États-Unis d'Amérique pour l'exploitation des gisements d'hydrocarbures de schiste.

La production des hydrocarbures de schiste s'accompagne d'une production d'eau plus ou moins importante selon le gisement. Les eaux produites sont constituées du mélange entre l'eau utilisée pour la fracturation et l'eau de la formation. Les solutions de gestion actuelles des eaux de production aux États-Unis d'Amérique incluent l'injection dans des formations profondes, le rejet dans l'environnement après traitement, ou encore la réutilisation pour d'autres opérations de fracturation hydraulique. Même si l'opérateur choisit de réutiliser les eaux de production pour ses futures opérations de fracturation, un apport en eau douce reste nécessaire.

À ce jour, une quinzaine d'états impose aux opérateurs de « dévoiler » la liste des produits chimiques qu'ils utilisent lors des opérations de fracturation hydraulique. Certains opérateurs ont mis en place des programmes pour remplacer les produits chimiques qui sont les plus dangereux pour l'homme et l'environnement.

La caractérisation géologique, la conception du puits et l'identification des anciens puits abandonnés autour du site de fracturation font partie des points essentiels pour prévenir tout risque d'impact des opérations de fracturation sur la ressource en eau souterraine. En cas d'incident, le retour d'expérience établi lors de cette mission montre qu'il est difficile de parvenir à une conclusion consensuelle entre les différents intervenants, notamment en l'absence d'état zéro détaillé et fiable. Il convient de plus de souligner que le contexte manque de transparence en ce qui concerne les impacts potentiels des opérations de fracturation sur la ressource en eau souterraine, car différentes raisons réglementaires et juridiques rendent difficiles l'accès public aux données de surveillance environnementale.



### **3. LA FRACTURATION HYDRAULIQUE**

La fracturation hydraulique à l'eau « glissante »<sup>1</sup> est incontestablement la technique la plus utilisée aux États-Unis d'Amérique (ÉUA) pour stimuler les gisements d'hydrocarbures de schiste. C'est la technique commercialisée par les grandes compagnies de service (par exemple : BAKER HUGHES, HALLIBURTON et SCHLUMBERGER). La méthode de fracturation conventionnelle consiste à fracturer un puits en plusieurs étapes (« stages » en anglais), en isolant à chacune de ces étapes une partie du puits, pour « concentrer » la puissance de fracturation sur un volume réduit.

Dans certaines situations, d'autres techniques ou d'autres composition de fluide de fracturation peuvent être utilisées, notamment lorsque l'approvisionnement en eau est restreint (ou fortement réglementé) ou que l'injection d'eau dans le gisement pourrait altérer la productivité du puits (du fait du gonflement des argiles ou du piégeage capillaire de l'eau). Des compagnies de service commercialisent aujourd'hui des fracturations « sèches » ou qui nécessitent peu d'eau.

La liste des techniques présentée dans cette partie n'est pas exhaustive. Pour plus de détails, il est possible de consulter 3 documents disponibles en ligne [1, 2, 3].

#### **3.1 HISTORIQUE**

La fracturation hydraulique est la technique de stimulation des gisements la plus répandue dans l'industrie pétrolière<sup>2</sup>. La fracturation est réalisée à l'aide d'un fluide **à l'état liquide, d'une mousse ou d'une émulsion**.

Les premiers essais ont été réalisés en 1947 et la technique a été commercialisée à partir de 1949. Initialement, les fracturations hydrauliques étaient réalisées avec du pétrole brut ou du kérosène gélifié. Le pétrole raffiné a été utilisé à partir de 1952, et l'eau à partir de 1953.

Dans les années 70, l'U.S. Department of Energy (USDOE) a soutenu financièrement les entreprises pétrolières pour développer les techniques d'exploitation des gisements d'hydrocarbures non conventionnels (fracturation hydraulique, puits horizontaux...). Cet effort a permis d'accroître le taux de récupération des hydrocarbures en place qui est passé de ~1% au début des années 90 à plus de 40% en 2010 [4].

Des percées technologiques ont été réalisées comme l'utilisation d'agents gélifiants et de réticulation pour contrôler la viscosité du fluide de fracturation, ou l'utilisation de surfactants pour maîtriser l'apparition d'émulsions avec les fluides de formation.

---

<sup>1</sup> « Slickwater » en anglais : mélange d'eau, de sable (ou autre agent de soutènement) et de produits chimiques.

<sup>2</sup> 96% des stimulations employant des agents de soutènement (« proppants ») seraient réalisées avec un fluide aqueux (eau, acide, saumure).

## 3.2 NATURE DES FLUIDES DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

Les fluides de fracturation hydraulique à base d'eau correspondent généralement à la solution la plus utilisée, car c'est la moins coûteuse.

Il existe différentes situations dans lesquelles l'utilisation d'eau ou d'un fluide à base d'eau peut être préjudiciable à la productivité du puits stimulé (par ex. : gonflement des minéraux argileux qui réduit la connectivité du réseau poreux, ou piégeage capillaire de l'eau dans les formations peu saturées qui réduit la perméabilité du gisement au gaz). De plus, l'utilisation de fluides plus visqueux peut permettre d'optimiser le transport des agents de soutènement. Enfin, l'approvisionnement en eau peut être localement limité ou fortement réglementé, encourageant le recours à d'autres techniques de fracturation hydraulique.

Dans cette partie, nous nous intéressons aux fluides de fracturation hydraulique à base d'eau et à base d'hydrocarbures.

### 3.2.1 FLUIDES DE FRACTURATION HYDRAULIQUE A BASE D'EAU

L'eau « glissante » (« slickwater » en anglais) est le fluide de fracturation hydraulique à base d'eau le plus utilisé actuellement dans les opérations de fracturation des gisements d'hydrocarbures de schiste<sup>3</sup>. Il s'agit d'un fluide composé à plus de 98% d'eau et de sable, auxquels sont ajoutés des agents chimiques qui permettent de contrôler les frottements, la corrosion, la croissance bactérienne...

Ce type de fluide permet de stimuler un grand volume de gisement en créant des fractures étendues à faible ouverture. Mais sa faible viscosité ne permet pas d'assurer un transport efficace des agents de soutènement. Il faut donc que la vitesse d'injection soit suffisamment grande (et donc la capacité de pompage importante) pour que les agents de soutènement pénètrent dans le réservoir.

L'eau « glissante » se compose généralement [4] :

- D'eau (de 98 à 99% en volume). L'industrie pétrolière aux ÉUA utilise aujourd'hui principalement de l'eau douce. Jusqu'au début des années 2000, les opérations de fracturation hydraulique ne pouvaient pas être réalisées avec des eaux à forte salinité, car il y avait une incompatibilité avec certains des produits chimiques utilisés. Aujourd'hui, il est possible d'utiliser des eaux avec des salinités allant jusqu'à 70 000 ppm. L'utilisation des saumures produites par l'industrie pétrolière (gisements conventionnels et non conventionnels) apparaît être une alternative à l'utilisation d'eau douce lors des opérations de fracturation hydraulique. Les eaux de production de l'industrie pétrolière ont des salinités comprises entre 10 000 ppm et 150 000 ppm. Avant d'être réutilisées, elles doivent subir différents traitements visant à retirer tout composé pouvant nuire aux performances du fluide de fracturation.

---

<sup>3</sup> En 2004, plus de 30% des opérations de stimulation en Amérique du Nord ont été réalisées par fracturation hydraulique avec de l'eau « glissante ».

À titre d'exemple, les opérations de **forage** de la société CHESAPEAKE ENERGY CORPORATION (CHK) requièrent de 65 000 à 600 000 gallons d'eau par puits (soit de 250 à 2 270 m<sup>3</sup>). Les opérations de **fracturation** hydraulique de CHK requièrent en moyenne 5 millions de gallons d'eau par puits (soit 20 000 m<sup>3</sup>). Le tableau suivant précise les besoins en eau de CHK pour les opérations de forage et de fracturation hydraulique dans différents gisements aux ÉUA (cf. tab. 1).

Shale play	CHK average drilling water use per well (in gallons)	CHK average hydraulic fracturing water use per well (in gallons)	Total average water use per well (in gallons)
<b>Gas shale plays (primarily dry gas)</b>			
Barnett	250 000	3 800 000	~4.0 million
Fayetteville	65 000	4 900 000	~4.9 million
Haynesville	600 000	5 000 000	~5.6 million
Marcellus	85 000	5 500 000	~5.6 million
<b>Liquid shale plays (gas, oil, condensate)</b>			
Eagle Ford	125 000	6 000 000	~6.1 million
Frontier / Niobrara	300 000	3 000 000	~3.3 million

L'unité de volume est le gallon US. 1 gallon US ~ 3,79 litres.

Source : [http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/09\\_Mantell\\_-\\_Reuse\\_508.pdf](http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/09_Mantell_-_Reuse_508.pdf)

*Tableau 1 : Besoins en eau de CHK pour les opérations de forage et de fracturation hydraulique dans différents gisements aux ÉUA*

Dans le nord-est des ÉUA, CHK demande l'autorisation aux états pour prélever dans les rivières. L'état peut autoriser les prélèvements sous conditions portant par exemple sur les volumes prélevés ou les périodes de pompage. Dans le Wyoming, en Oklahoma et au Texas, CHK prélève l'eau dans des cours d'eau ou des étangs et des nappes souterraines après avoir négocié avec les propriétaires terriens (e.g. : fermiers) les volumes d'eau dont elle a besoin.

- D'**agents de soutènement** ou « proppants » en anglais (de 1 à 1,9% en volume).
- De **réducteurs de friction** (0,025% du volume total injecté) qui réduit les pertes de charge liés au frottement de l'eau circulant dans les conduites lors des opérations d'injection. Le polyacrylamide est utilisé comme réducteur de friction. Ce composé est stable au-delà de 200°C et n'apparaît pas se décomposer en monomères toxiques aux conditions de température dans les puits (65-120°C).

- De **biocides** (de 0,005 à 0,05% du volume total injecté) comme le glutaraldéhyde ou les amines quaternaires. Les biocides sont utilisés pour contrôler la croissance de certains micro-organismes qui peuvent dégrader le fluide de fracturation ou, dans des cas exceptionnels, produire de l'H<sub>2</sub>S. Des mélanges biodégradables/sans brome sont aujourd'hui commercialisés. Le fluide de fracturation peut également être traité à l'ozone, au dioxyde de chlore à faible concentration, ou par rayons UV ou nano-filtration (les 2 derniers sont des traitements non chimiques).
- De **surfactants** (de 0,5 à 2‰ du volume total injecté) qui modifient les tensions superficielles et préviennent la formation d'émulsions.
- D'**agents gélifiants** (ou épaississants), tels que la gomme de guar et la cellulose. Ces polymères sont rarement utilisés dans la composition de l'eau « glissante », mais peuvent être utilisés dans les procédés mixtes qui utilisent une eau non gélifiée pour réaliser la fracturation et une eau gélifiée pour transporter les agents de soutènement. Ces matériaux sont des additifs alimentaires courants et ils ne se décomposent pas en monomères toxiques.
- Des **agents qui préviennent les précipitations et l'entartrage** du puits et des canalisations ou « scale inhibitors » en anglais. Ce sont par exemple des esters/acides phosphoniques.
- D'**acide chlorhydrique** (HCl ; d'environ 0,1 à 0,4‰ du volume total injecté) pour réduire la pression d'initiation des fractures par attaque acide. HCl n'est pas utilisé lors de toutes les opérations de fracturation, car son intérêt semble limité.
- D'**inhibiteurs de corrosion**, utilisés uniquement lorsque de l'acide chlorhydrique est ajouté au fluide de fracturation. Ce sont des composés organiques qui protègent les équipements en acier. Le volume d'utilisation représente de 0,2 à 0,5% du volume d'acide (soit de 5 à 10 gallons, ou 30 à 40 litres).

À ce jour, une quinzaine d'états impose aux opérateurs de « dévoiler » la liste des produits chimiques qu'ils utilisent lors des opérations de fracturation hydraulique (« disclosure » en anglais). Certains états demandent à ce que cette liste soit publiée sur le site fracfocus.org<sup>4</sup>. D'autres états comme la Californie ont développé leur propre site Internet.

Le projet « SmartCare » de la société BAKER HUGHES a pour objectif (1) d'identifier les différents **composants des additifs chimiques** utilisés lors des opérations de fracturation hydraulique et présentant des risques pour la santé humaine, pour l'environnement ou des risques d'incendie, d'explosion et de corrosion (à ce jour, BAKER HUGHES a exclu plus de 200 produits, dont 128 CMR<sup>5</sup>, les BTEX<sup>6</sup>, certains phénols, les PBT<sup>7</sup> listés par l'U.S. Environmental Protection Agency) et (2) d'identifier des filières d'approvisionnement locales.

---

<sup>4</sup> Le site fracfocus.org est le registre national des composés chimiques utilisés lors des opérations de fracturation hydraulique aux EUA. Ce site est géré par le Ground Water Protection Council et l'Interstate Oil and Gas Compact Commission.

<sup>5</sup> Agents chimiques classés cancérigènes, mutagènes et toxiques pour la reproduction.

À noter qu'il existe d'autres fluides de fracturation hydraulique à base d'eau, comme les fluides énergisés (pour lesquels l'ajout d'un gaz comprimé, habituellement CO<sub>2</sub> ou N<sub>2</sub>, au fluide de fracturation accroît l'énergie libérée lors de la fracturation par la détente du gaz) ou les gels (qui assurent un meilleur transport des agents de soutènement et minimisent les pertes de fluides dans le gisement).

Enfin, les sociétés BAKER HUGHES et GASTAR ont développé un procédé de fracturation consommant moins de 85 000 gallons d'eau (i.e. moins de 322 m<sup>3</sup>). Il s'agit du procédé « VaporFrac » qui consiste à fracturer à l'aide d'un fluide composé d'azote, de vapeur d'eau et d'une combinaison de deux surfactants utilisés comme agents gélifiants. Ce procédé de fracturation est apparemment utilisé dans le gisement de Marcellus.

### 3.2.2 FLUIDES DE FRACTURATION HYDRAULIQUE A BASE D'HYDROCARBURES

Les fluides de fracturation hydraulique à base d'hydrocarbures (diesel par exemple) ont été parmi les premiers fluides de fracturation utilisés du fait de leur viscosité élevée. Aujourd'hui, les fracturations hydrauliques à base d'hydrocarbures sont réalisées avec des gaz liquéfiés. Ce type de fracturation se caractérise par le fait qu'il ne nécessite pas d'eau. La productivité du puits est préservée (absence de gonflement des argiles ou de piégeage capillaire) et le volume d'eau produit est réduit (seule l'eau éventuellement contenue dans la formation est produite). Cependant, l'utilisation de ce type de fluide nécessite une attention particulière concernant la sécurité des opérations et la protection du personnel et de l'environnement.

Le **gaz de pétrole liquéfié** (GPL) est utilisé depuis plus de 50 ans pour les opérations de fracturation hydraulique, d'abord des gisements conventionnels, puis des gisements non conventionnels. En 2007, la compagnie canadienne GASFRAC a débuté la commercialisation de la fracturation hydraulique des gisements d'hydrocarbures de schiste au GPL. Depuis, plus de 1 500 opérations ont été réalisées au Canada et au Texas<sup>8</sup> [1]. Le GPL utilisé par GASFRAC est principalement composé de propane. Le GPL est injecté sous forme de gel (l'entreprise recourt donc à l'injection d'additifs chimiques).

La compagnie états-unienne ECORPSTIM réalise des fracturations hydrauliques au **propane liquide**. Le propane est injecté pur à l'état liquide, sans injection d'additifs chimiques. La performance du procédé ECORPSTIM pour le transport des agents de soutènements reste apparemment à démontrer. Une grande partie (95 à 100%) du propane injecté serait récupérée et pourrait ainsi être réutilisée pour les opérations de fracturation futures ou bien commercialisée avec le gaz produit par le gisement. En dehors d'opérations dans le gisement non conventionnel d'Eagle Ford (Texas) en décembre 2012, le procédé ne semble pas encore être très utilisé<sup>9</sup>.

---

<sup>6</sup> Benzène, toluène, éthylbenzène et xylènes.

<sup>7</sup> Persistent bioaccumulative and toxic chemicals.

<sup>8</sup> Une autre source [2] donne un chiffre un peu plus élevé : 2 000 opérations entre 2008 et 2013. Quoiqu'il en soit, ce nombre est relativement faible comparé aux milliers de fracturations hydrauliques à l'eau « glissante » réalisées chaque année aux Etats-Unis.

<sup>9</sup> Voir le communiqué de presse : <http://www.ecorpstim.com/blog/2013/02/28/ecorpstim-stimulates-the-eagle-ford-shale-with-liquid-propane/>

En 2013, ECORPSTIM a lancé la commercialisation de la fracturation hydraulique au propane non inflammable (« non-flammable propane » en anglais, ou NFP). Le fluide de fracturation utilisé est l'**heptafluoropropane**<sup>10</sup> pur. Il s'agit d'un gaz dérivé du propane, notamment utilisé comme gaz propulseur d'aérosols ou d'inhalateurs, ou comme agent d'extinction automatique des incendies. Aucune fracturation à l'heptafluoropropane ne semble avoir été opérée à ce jour. À noter que l'usage de ce gaz est réglementé en Europe et en France par :

- Le règlement européen n°842/2006 du 17 mai 2006. L'heptafluoropropane est l'un des gaz à effet de serre fluorés visés par ce règlement. Le potentiel de réchauffement planétaire<sup>11</sup> de ce gaz vaut 3 500. L'article 9 et l'annexe 2 du règlement restreignent notamment l'usage de ce gaz par des interdictions de mise sur le marché.
- Le décret n°2012-1304 du 26 novembre 2012 modifiant la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). En France, l'emploi de l'heptafluoropropane est encadré par les dispositions prévues dans la rubrique n°1185 des ICPE.
- Les articles R-214-25 et suivants du code de la consommation et l'arrêté du 23 décembre 2013 relatif à la déclaration environnementale des produits de construction et de décoration destinés à un usage dans les ouvrages de bâtiment. Tout responsable de la mise sur le marché de produits comportant des allégations à caractère environnemental, ou utilisant les termes de développement durable ou ses synonymes, est tenu d'établir une déclaration environnementale de l'ensemble des aspects environnementaux des produits<sup>12</sup>.

### **3.3 CARACTERISTIQUES DES FRACTURES CREEES PAR FRACTURATION HYDRAULIQUE**

L'exploitation des hydrocarbures de schiste aux ÉUA est aujourd'hui réalisée par forage de puits horizontaux. La longueur des segments horizontaux des puits est classiquement de 2 000 à 6 000 pieds (de ~700 mètres à ~1,8 km), mais certains puits peuvent dépasser les 12 000 pieds de long (soit ~3,7 kilomètres) [4].

Plusieurs opérations de fracturation hydraulique (nommées « stages » en anglais) sont réalisées dans chaque puits. Il y en a en moyenne une dizaine d'opérations par puits. Au cours de chaque opération, seule une partie du puits est sollicitée. Chaque opération peut durer de 20 minutes à 4 heures.

---

<sup>10</sup> Hydrofluorocarbure référencé HFC-227ea.

<sup>11</sup> Le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) est calculé en fonction du potentiel de réchauffement sur cent ans d'un kilogramme d'un gaz donné par rapport à un kilogramme de CO<sub>2</sub> (voir la 2<sup>ème</sup> partie de l'annexe 1 du règlement pour plus de détails sur le mode de calcul).

<sup>12</sup> Aspects environnementaux à considérer : réchauffement climatique, appauvrissement de la couche d'ozone, acidification des sols et de l'eau, eutrophisation, formation d'ozone photochimique, épuisement des ressources, pollution de l'eau ou de l'air, utilisation des ressources, déchets valorisés ou éliminés et énergie exportée.

Il existe plusieurs méthodes pour contrôler les fractures créées et décrire notamment leur localisation le long du puits, leur orientation et leur dimension. Il s'agit par exemple de l'écoute microsismique et de l'inclinométrie. Le retour d'expérience industriel indique que les fractures créées s'étendent verticalement au plus à 300 pieds du puits horizontal (soit environ 90 mètres) et que l'ouverture des fractures est habituellement comprise entre 2 et 3 millimètres [4].

Selon SCHLUMBERGER, la cartographie du réseau des fractures créées lors des opérations de fracturation n'est pas une pratique fréquente, dans la mesure où elle n'est réalisée que pour environ 5% des puits fracturés et principalement au début de l'exploitation d'un nouveau gisement.



## **4. RÉGLEMENTATION FÉDÉRALE ET NORMALISATION**

Depuis 2005, l'U.S. Environmental Protection Agency (USEPA), et plus globalement l'administration fédérale, n'a plus autorité pour encadrer et contrôler les opérations de fracturation hydraulique. C'est aux états fédéraux de mettre en place leur propre réglementation et d'assurer les contrôles.

Dans le bassin des Appalaches, opérateurs et organisations non gouvernementales (ONG) se sont associés pour rédiger des normes destinées à améliorer les pratiques concernant l'exploration et la production des hydrocarbures de schiste.

### **4.1 LE DESENGAGEMENT FEDERAL SUITE A L'ENERGY POLICY ACT DE 2005**

En 2004, l'USEPA a mené une étude pour évaluer l'impact environnemental sur la ressource en eau souterraine des opérations de fracturation hydraulique réalisées dans les veines de charbon en vue de produire du gaz de houille<sup>13</sup>. Cette étude a consisté à :

- rencontrer les spécialistes d'une cinquantaine d'agences fédérales et d'agences d'états ;
- rencontrer une quarantaine de particuliers qui craignaient que les opérations de fracturation hydraulique dans les veines de charbon aient contaminé leur puits d'alimentation en eau potable (AEP) ;
- rechercher tout indice prouvant l'existence d'une contamination d'une nappe par les opérations de fracturation hydraulique dans les veines de charbon. Il faut noter que **l'USEPA n'a réalisé aucune mesure de terrain dans le cadre de cette étude.**

L'étude a conclu que le recours à la fracturation hydraulique pour la production de gaz de houille présentait peu ou pas de menace pour les sources souterraines d'eau potable et qu'il n'y avait pas lieu de mener des études complémentaires pour le moment<sup>14</sup>.

---

<sup>13</sup> L'étude s'intitulait : « Evaluation of impacts to underground sources of drinking water by hydraulic fracturing of coalbed methane reservoirs study ». Elle est consultable en ligne : [http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/wells\\_coalbedmethanestudy.cfm](http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/wells_coalbedmethanestudy.cfm)

<sup>14</sup> En anglais, la conclusion de l'étude est précisément la suivante : « The injection of hydraulic fracturing fluids into CBM wells poses little or no threat to USDWs (Underground Sources of Drinking Water) and does not justify additional study at this time. »

Sur la base de cette conclusion, l'administration fédérale a modifié en 2005 le Safe Water Drinking Act (SWDA) de 1974 qui régle au niveau fédéral les injections souterraines de déchets et de produits chimiques aux ÉUA<sup>15</sup>. La modification inscrite dans l'Energy Policy Act de 2005 exclut les opérations de fracturation hydraulique du cadre du SWDA. Cette disposition est communément appelée « l'HALLIBURTON loophole<sup>16</sup> ». La réglementation des opérations de fracturation hydraulique incombe aux différents états et non à l'administration fédérale. Il appartient aux états de mettre en place la réglementation qu'ils jugent pertinente et d'assurer le contrôle des activités avec leurs propres ressources.

L'organisation STRONGER a pour but d'aider les états à documenter les règlements environnementaux liés à l'exploration, le développement et la production des hydrocarbures. Elle publie régulièrement des documents passant en revue les réglementations en vigueur dans les différents états des ÉUA<sup>17</sup>. Le site fracfocus.org propose également un portail permettant de naviguer dans les réglementations en vigueur dans les différents états<sup>18</sup>. Enfin, le Center for Energy Economics and Policy de l'organisation Resources for the Future (RFF) a analysé la réglementation en vigueur dans 31 états et publié courant 2013 des cartes présentant les disparités entre les états en termes de dispositions réglementaires<sup>19</sup> [5].

#### **4.2 MISE EN PLACE D'UN CADRE NORMATIF DANS LE BASSIN DES APPALACHES**

Le Center for Sustainable Shale Development<sup>20</sup> de Pittsburgh (Pennsylvanie) a été créé conjointement par des opérateurs<sup>21</sup> et des ONG<sup>22</sup> pour établir des normes encadrant l'exploration et la production des hydrocarbures non conventionnels dans le bassin des Appalaches. À leur demande, les entreprises opérant dans le bassin peuvent être certifiées par le CSSD. Actuellement, la réglementation des états du bassin n'oblige pas les opérateurs à respecter les dispositions prévues dans les normes. La certification, qui s'inscrit donc dans une démarche volontaire des opérateurs, atteste que leurs pratiques dans le bassin des Appalaches respectent les normes éditées par le CSSD.

Le gisement d'hydrocarbures non conventionnels actuellement exploité dans le bassin des Appalaches est le gisement de Marcellus (cf. fig. 1). Ce gisement s'étend sous différents états qui ont des contextes d'exploitation différents :

- l'exploitation est très développée en Pennsylvanie, dans l'Ohio et dans la Virginie de l'Ouest ;

---

<sup>15</sup> Le SWDA peut être consulté en ligne : <http://water.epa.gov/lawsregs/rulesregs/sdwa/>

<sup>16</sup> « Echappatoire » en anglais.

<sup>17</sup> Plus de détails : <http://www.strongerinc.org/>

<sup>18</sup> Voir à cette adresse : <http://fracfocus.org/regulations-state>

<sup>19</sup> Consultables en ligne : [http://www.rff.org/centers/energy\\_economics\\_and\\_policy/Pages/Shale\\_Maps.aspx](http://www.rff.org/centers/energy_economics_and_policy/Pages/Shale_Maps.aspx)

<sup>20</sup> Abréviation : CSSD. Site Internet : <http://www.sustainablehale.org/>

<sup>21</sup> SHELL, CHEVRON, EQT CORPORATION et CONSOL ENERGY.

<sup>22</sup> Par exemple : Environmental Defense Fund (EDF), Group Against Smog and Pollution (GASP) et Citizens for Pennsylvania's Future.

- l'exploitation est plutôt réduite dans le Kentucky et en Virginie ;
- un moratoire empêche l'exploitation dans le Maryland ;
- des moratoires ou des interdictions empêchent l'exploitation dans certaines municipalités de l'état de New-York.



Source : oilshalegas.com

*Figure 1 : Le gisement d'hydrocarbures de schiste de Marcellus*

La mise en place d'un cadre normatif encadrant l'exploration et la production des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis est une initiative limitée pour le moment au bassin des Appalaches.

#### **4.2.1 DISPOSITIF NORMATIF**

Le CSSD a publié le 19 août 2013 un premier dispositif normatif comprenant 15 normes<sup>23</sup>. Ces normes traitent de la protection de l'air, du climat, de l'eau et aussi de la gestion des déchets. Elles s'inspirent de la réglementation encadrant l'exploration et la production des hydrocarbures non conventionnels dans les 3 états les plus actifs du bassin des Appalaches : la Pennsylvanie, l'Ohio et la Virginie de l'Ouest. Les normes sont cependant plus prescriptives que les réglementations<sup>24</sup>.

Le dispositif normatif est amené à évoluer : les normes existantes pourront être améliorées et de nouvelles normes pourront être éditées.

<sup>23</sup> Accessible en ligne à cette adresse : <https://www.sustainable shale.org/performance-standards/>

<sup>24</sup> Une comparaison des prescriptions des normes et des réglementations des 3 états est disponible en ligne : [https://www.sustainable shale.org/wp-content/uploads/2014/01/Comparison\\_Table.pdf](https://www.sustainable shale.org/wp-content/uploads/2014/01/Comparison_Table.pdf)

#### **4.2.2 NORMES ENCADRANT LA GESTION DES EAUX DE PRODUCTION**

Les normes 1 et 2 concernent la gestion des eaux de production.

Les points clefs de ces normes sont :

- Aucun rejet dans l'environnement de surface (« discharge » en anglais) n'est permis, tant que le CSSD n'a pas établi une norme encadrant les rejets<sup>25</sup>.
- Les opérateurs doivent recycler au maximum leurs eaux de production pour leurs opérations futures de forage ou de fracturation. Le taux de recyclage doit être au minimum de 90% à compter du 24 septembre 2014.

#### **4.2.3 NORMES ENCADRANT LES BASSINS DE RETENTION**

Les normes 3 et 4 concernent les bassins de rétention.

Le CSSD distingue 2 types de bassin de rétention :

- Les « pits » : bassins creusés à côté des puits et servant de tampons lors des opérations de forage et de mise en production, puis finalement au stockage des résidus de forage.
- Les « centralized impoundments » : bassins destinés à recevoir les eaux de production de plusieurs puits. Ils sont creusés à l'écart des sites de forage et utilisés seulement pendant la phase de développement des puits<sup>26</sup>.

Les points clefs de ces normes sont :

- Tout nouveau bassin de type « pit » doit être équipé d'une double membrane et d'un système de détection des fuites. À partir du 20 mars 2014, les exploitants ne doivent plus avoir recours à des bassins de rétention pour le stockage des fluides de forage. À partir du 20 mars 2015, l'interdiction concernera également les eaux de production.
- Tout nouveau bassin de type « centralized impoundment » doit être équipé d'une double membrane et d'un système de détection des fuites. L'opérateur doit s'assurer que les eaux stockées sont déshuilées<sup>27</sup>. Il doit également prendre des mesures pour protéger la vie sauvage.

#### **4.2.4 NORMES ENCADRANT LA PROTECTION DES EAUX DE SURFACE ET SOUTERRAINES**

Les normes 5 à 7 concernent la protection des eaux de surface et souterraines.

Les points clefs de ces normes sont :

---

<sup>25</sup> La norme encadrant les rejets en surface devrait être éditée d'ici la fin de l'année 2014. Cette norme devrait permettre le rejet dans la mesure où les eaux de production traitées respectent les valeurs seuils définies pour les eaux potables.

<sup>26</sup> Par développement d'un puits, on entend la phase avant la production commerciale (i.e. forage + fracturation + mise en production).

<sup>27</sup> Déshuilage = retrait des hydrocarbures libres. Le CSSD indique vouloir faire engager des travaux de recherche afin de déterminer les émissions résiduelles en hydrocarbures des eaux stockées dans ces bassins après déshuilage. Le CSSD indiquera d'ici le 1<sup>er</sup> septembre 2014 s'il y a lieu de renforcer les prescriptions de la norme.

- Avant de forer un nouveau puits, l'opérateur doit :
  - Démontrer la présence d'une couverture au-dessus du gisement qui empêchera la migration des fluides de fracturation.
  - Identifier dans un rayon d'au minimum 1 000 pieds (~305 mètres) autour du futur puits producteur : les puits en production, les puits abandonnés et les points de faiblesse géologique (par exemple les failles) qui traversent la couverture ; et tenir compte des risques identifiés.
- L'opérateur doit mettre en place un monitoring des eaux souterraines et de surface dans un rayon au minimum de 2 500 pieds (~762 m) autour de la tête du nouveau puits :
  - L'opérateur doit démontrer que la chimie et la qualité des eaux surveillées n'ont pas été impactées par le développement du nouveau puits.
  - L'opérateur doit maintenir le monitoring pendant au moins un an après la complétion du puits. Cette durée doit être allongée si les résultats de la surveillance indiquent un impact potentiel.
  - Si la surveillance établit qu'une contamination des eaux est potentiellement liée aux activités de l'opérateur, alors celui-ci doit réaliser des investigations complémentaires. Si ces investigations confirment la responsabilité de l'opérateur, celui-ci doit prendre des mesures correctives.
  - Le CSSD précise que toutes les analyses devraient être réalisées par des tiers (laboratoires privés par exemple) et selon des méthodes reconnues.
- La conception du nouveau puits (tubage + cimentation) doit assurer la protection des eaux de surface et souterraines, préserver la couverture et prévenir les fuites par l'annulaire.
- L'opérateur doit réaliser un test de résistance mécanique quand il fracture de nouveau un puits déjà existant.

#### **4.2.5 NORME ENCADRANT LA COMPOSITION DES FLUIDES DE FRACTURATION**

Une partie de la norme 7 concerne la composition des fluides de fracturation.

Les points clefs de cette norme sont :

- L'utilisation du diesel dans les fluides de fracturation est interdite.
- L'opérateur doit rendre publique la liste des composants chimiques entrant intentionnellement dans la composition du fluide de fracturation. Il doit communiquer cette liste aux autorités et la publier sur le site fracfocus.org.
- L'opérateur n'est toutefois pas tenu de révéler la liste des composants faisant l'objet d'un brevet. Il doit en revanche indiquer le nom de la famille chimique de ces composés. En cas d'accident, il doit lever le secret à des fins de diagnostic clinique et de traitement médical, selon les dispositions prévues par la loi de chaque état.

- L'opérateur doit promouvoir l'utilisation de composés n'ayant pas d'impact environnemental.

#### **4.2.6 NORME ENCADRANT LA PREVENTION OU LA SURVENUE DE DEVERSEMENTS ACCIDENTELS**

La norme 8 concerne la prévention ou la survenue de déversements accidentels.

Les points clefs de cette norme sont :

- Les carreaux de puits (« well pad » en anglais) doivent être conçus pour prévenir le risque de déversement accidentel dans les eaux de surface et les eaux souterraines<sup>28</sup>.
- L'opérateur doit avoir mis au point un plan d'intervention d'urgence avant de débiter les opérations de forage. Il doit également se mettre en relation avec les autorités locales pour vérifier qu'elles ont les compétences et le matériel pour répondre à une situation d'urgence.
- Dans le cas d'un déversement à l'extérieur de l'enceinte d'un carreau de puits, l'opérateur doit immédiatement prévenir les autorités et les propriétaires terriens concernés.

#### **4.2.7 NORMES INTERDISANT LE REJET DIRECT DANS L'ATMOSPHERE ET ENCADRANT LE TORCHAGE DES HYDROCARBURES GAZEUX**

Les normes 9 et 10 interdisent le rejet direct dans l'atmosphère (« venting » en anglais) et encadrent le torchage (« flaring » en anglais) des hydrocarbures gazeux lorsque le puits n'est pas encore en production, ou que la production est arrêtée le temps d'une intervention sur le puits (« workover » en anglais).

Les points clefs de ces normes sont :

- À partir du 1er janvier 2014, tout hydrocarbure gazeux produit lors de la complétion initiale, du changement de complétion ou des travaux d'intervention d'un puits doit être acheminé vers un gazoduc pour être vendu. Le recours au torchage n'est possible que :
  - Lorsque le contenu en hydrocarbures du gaz produit est faible (i.e. que le gaz produit est de mauvaise qualité).
  - Lorsque le puits est un puits de recherche (d'un nouveau gisement<sup>29</sup> ou de l'extension d'un gisement connu<sup>30</sup>) en phase de complétion initiale.
  - Pour des raisons de sécurité.
- L'efficacité du torchage doit assurer la combustion du méthane au minimum à 98%.

---

<sup>28</sup> Via par exemple : équipements de stockage adéquats, moyens de rétention en cas de fuite accidentelle ou d'orage, contrôles réguliers des installations et des barrières.

<sup>29</sup> « Exploratory well » en anglais.

<sup>30</sup> « Extension well » en anglais.

- La durée totale de torchage ne peut pas excéder 14 jours, à l'exception des puits de recherche pour lesquels le délai est porté à 30 jours.
- Le torchage doit être réalisé sans émission visible. Plus précisément : les émissions visibles sont autorisées seulement sur de courtes périodes, n'excédant pas un total de 5 minutes toutes les 2 heures.

#### 4.2.8 NORMES ENCADRANT LES EMISSIONS ATMOSPHERIQUES

Les normes 11 à 15 fixent différentes prescriptions concernant les émissions atmosphériques des équipements utilisés lors des opérations d'exploration et de production des hydrocarbures non conventionnels.

D'une manière générale, le CSSD recommande la conversion des moteurs diesel en moteurs bi-carburant gaz naturel + diesel (« dual-fuel » en anglais), électriques ou fonctionnant au gaz naturel.

Plus précisément, les équipements concernés par les normes sont :

- les équipements de forage horizontal à moteur diesel (prescriptions concernant notamment l'émission de particules et l'usage de diesel à très faible teneur en soufre <15 ppm) ;
- les pompes de fracturation à moteur diesel (prescriptions similaires à celles des équipements de forage horizontal à moteur diesel) ;
- les compresseurs (prescriptions concernant les émissions de NOx<sup>31</sup>, COV<sup>32</sup> et diverses dispositions techniques) ;
- le réservoir de stockage (prescriptions concernant les émissions de COV) ;
- les camions utilisés pour transporter l'eau douce ou les eaux de production (prescriptions concernant l'émission de particules, l'usage de diesel à très faible teneur en soufre <15 ppm et le fait que les moteurs de camion ne doivent pas rester allumés inutilement pendant plus de 5 minutes).

#### 4.2.9 NORMES EN PROJET

Le CSSD projette de rédiger les normes suivantes :

- Norme prévoyant la publication de la composition des autres fluides que ceux de fracturation (sortie de la norme initialement annoncée pour le 1er septembre 2013).
- Norme encadrant les rejets des eaux de production dans les rivières (sortie de la norme prévue en 2014).
- Norme encadrant les émissions atmosphériques des moteurs de tous les équipements utilisés lors de l'exploration et la production des hydrocarbures non conventionnels (sortie de la norme prévue en 2014).

---

<sup>31</sup> Oxydes d'azote.

<sup>32</sup> Composés organiques volatils.

#### **4.2.10 PROCESSUS DE CERTIFICATION**

Depuis le 21 janvier 2014, tout opérateur du bassin des Appalaches peut demander à être audité pour contrôler l'adéquation de ses pratiques avec les normes du CSSD. Chaque audit devrait durer de 3 à 6 mois et coûter de 30 000 à 50 000 US\$. BUREAU VERITAS est le premier bureau d'audit retenu par le CSSD<sup>33</sup>. Si l'audit est positif, l'opérateur est certifié par le CSSD. Le maintien de la certification est révisé tous les ans.

---

<sup>33</sup> [https://www.sustainablehale.org/wp-content/uploads/2014/01/Master\\_News\\_Release.pdf](https://www.sustainablehale.org/wp-content/uploads/2014/01/Master_News_Release.pdf)

## **5. CARACTERISATION DE L'IMPACT DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES DE SCHISTE SUR LA RESSOURCE EN EAU**

L'exploitation des hydrocarbures de schiste est susceptible d'avoir un impact sur les eaux de surface et les eaux souterraines. La nature et l'importance de cet impact peuvent être décrites au travers du retour d'expérience aux ÉUA.

Dans cette partie, nous nous intéresserons tout d'abord à l'état de la Pennsylvanie, où le retour d'expérience est important, avant de présenter des études réalisées dans d'autres états.

### **5.1 LE RETOUR D'EXPERIENCE PENNSYLVANIEN**

Le retour d'expérience quant à l'impact de l'exploitation des hydrocarbures de schiste sur la ressource en eau est assez bien documenté en Pennsylvanie, dans la mesure où plusieurs équipes de recherche (Pennsylvania State University, University of Pittsburgh et Duke University) y ont mené des travaux.

La mobilisation publique sur le sujet de l'impact environnemental de l'exploitation des hydrocarbures de schiste est également importante en Pennsylvanie. La mobilisation de certains habitants de la ville de Dimock, dénonçant la contamination de leurs puits d'alimentation en eau potable (AEP) par les activités d'exploitation des hydrocarbures de schiste, a par exemple été très médiatisée notamment au travers du documentaire « Gasland ».

#### **5.1.1 DIMOCK**

En 2009, 15 familles habitant la ville de Dimock (comté de Susquehanna, état de la Pennsylvanie) ont attaqué en justice la société CABOT<sup>34</sup>, car elles estimaient que les opérations de fracturation hydraulique entreprises par cette société dans le gisement de Marcellus avaient contaminé leurs puits domestiques d'AEP. Les familles demandaient l'arrêt des opérations de forage et un dédommagement financier<sup>35</sup>.

Le Pennsylvania Department of Environmental Protection (PADEP) a reconnu la responsabilité de l'entreprise CABOT et a dressé un procès verbal (« notice of violation » en anglais ou NOV) à son encontre en février 2009 en lui imposant :

- de mettre en place des détecteurs de gaz dans les habitations ;
- de fournir de l'eau potable à une douzaine de familles ;
- de mettre l'ensemble des résultats des analyses qui avaient été réalisées par l'entreprise à la disposition du PADEP.

---

<sup>34</sup> En forme complète : CABOT OIL & GAS CORPORATION (<http://www.cabotog.com/>).

<sup>35</sup> Les familles se sont mobilisées après que la tête de puits appartenant à l'une des résidentes a explosé le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Les autorités ont conclu que la tête de puits avait explosé car du méthane en phase gazeuse s'y était accumulé. La pompe du puits a produit une étincelle qui a entraîné l'explosion. Des accidents similaires s'étaient déjà produits dans d'autres états. Par exemple, la maison de la famille PAYNE habitant près de Cleveland (Ohio) a entièrement explosé en décembre 2007, après que du méthane s'est accumulé en phase gazeuse dans le puits d'AEP et dans le vide sanitaire de l'habitation [6].

Le PADEP et la société CABOT ont signé un accord en décembre 2010. Selon les termes de cet accord, la société CABOT devait mettre en place des dispositions de traitement de l'eau sur les puits d'AEP impactés. Tout en dénonçant le fait d'être responsable de la contamination, la société CABOT s'est conformée aux exigences de l'accord et a mis en place des dispositifs de traitement qui ont permis de réduire la concentration en méthane dissous dans les puits de l'ordre de 96 à 98%.

L'U.S. Environmental Protection Agency (USEPA) a réalisé des prélèvements qui ont révélé des concentrations en arsenic, baryum et manganèse supérieures aux valeurs limites fédérales dans cinq puits domestiques d'AEP. Tous les résultats des analyses réalisées par l'USEPA sont disponibles en ligne<sup>36</sup>. À noter que l'USEPA ne s'est pas prononcée sur l'origine de la contamination, arguant que sa mission était de vérifier si les habitants de Dimock pouvaient consommer leur eau sans risque pour leur santé, et non de déterminer si les opérations de forage étaient à l'origine de la contamination observée.

En août 2012, la quasi-totalité des familles concernées ont signé un accord avec la société CABOT pour mettre fin aux poursuites. Le contenu de cet accord n'a pas été rendu public dans la mesure où les familles ont signé une clause de confidentialité.

### **5.1.2 CARACTERISATION DE L'IMPACT GRACE AUX BASES DE DONNEES PUBLIQUES**

Les équipes de la Pennsylvania State University et de l'University of Pittsburgh travaillent à caractériser l'impact de l'exploitation des gaz de schiste sur la ressource en eau en Pennsylvanie, en utilisant les procès-verbaux dressés par l'administration à l'encontre des opérateurs pétroliers, les plaintes de particuliers reçues par l'administration, ainsi que les bases de données environnementales publiques<sup>37</sup>. Le travail de ces équipes a été publié dans deux articles dont les principaux résultats sont repris ci-après [7, 8].

#### **5.1.2.1 LE RÉSEAU SHALENETWORK**

Les deux équipes de recherche sont partenaires du programme SHALENETWORK qui est financé par la National Science Foundation (NSF). Ce programme a pour but de créer une base de données publique géo-référencée regroupant toutes les analyses de qualité des eaux réalisées au droit du gisement de Marcellus. La base de données est accessible en ligne<sup>38</sup> et est principalement alimentée par des universitaires et par des particuliers. Ce programme est une première étape pour la caractérisation de l'impact environnemental de l'exploitation des hydrocarbures de schiste à l'échelle du gisement. Le financement de la NSF prend fin de l'année 2014 et le programme est aujourd'hui à la recherche d'une nouvelle source de financement.

---

<sup>36</sup> <http://www2.epa.gov/aboutepa/epa-pennsylvania>

<sup>37</sup> À savoir les bases de données de l'USGS, de l'USEPA et du réseau SHALENETWORK.

<sup>38</sup> <http://www.hydrodesktop.org>

### 5.1.2.2 PRINCIPE ET LIMITES DE L'ÉTUDE

Depuis 2005, l'exploitation du gisement de gaz de schiste de Marcellus s'est fortement développée en Pennsylvanie. L'état comptait 8 puits d'exploitation en 2005. Fin 2013, le nombre de puits était supérieur à 7 230. Au 30 juin 2013, 4 177 puits pétroliers avaient fait l'objet d'une fracturation hydraulique en Pennsylvanie.

Les bases de données environnementales publiques en Pennsylvanie ne font état que de quelques cas de contamination des eaux de surface et souterraines par les activités d'exploitation du gisement de Marcellus. Les équipes de recherche indiquent différentes limitations à l'utilisation des bases de données publiques, comme par exemple :

- le manque de certaines données décrivant les contaminations (notamment leur localisation et leur durée) ;
- le manque de transparence, car certaines données ne sont pas publiées en raison d'accords de confidentialité ;
- la faible densité des points d'échantillonnage des réseaux de monitoring ;
- le manque de données d'analyse pour certains traceurs des contaminations ;
- la mauvaise qualité des eaux du fait de contaminations préexistantes qui peuvent rendre difficile la détermination des impacts associés à l'exploitation des hydrocarbures de schiste ;
- le fait que les capteurs peuvent mal fonctionner ou dériver.

À partir des bases de données publiques, les équipes de recherche ont évalué les impacts environnementaux de l'exploitation du gisement de Marcellus concernant :

- la contamination des puits d'AEP par du gaz naturel ou des saumures ;
- les rejets autorisés, accidentels et illégaux de fluides dans les eaux de surface ;
- la consommation d'eau pour les opérations de forage et de fracturation ;
- les rejets de particules solides dans les rivières : lors des déversements accidentels (par exemple des boues ou des résidus solides de forage), ou alors de l'aménagement des sites de forage et la construction des oléoducs et gazoducs qui peuvent éventuellement accentuer l'érosion des sols et augmenter le taux de sédiments charriés par les cours d'eau.

### 5.1.2.3 ÉTUDE DES PROCES-VERBAUX D'INFRACTION

En cas d'identification d'un cas de contamination, le PADEP dresse un procès-verbal d'infraction (« notice of violation ») à l'encontre de l'opérateur.

Il y a neuf catégories d'infractions<sup>39</sup> :

---

<sup>39</sup> Plus de détails sur les catégories :

<http://www.sciencedirect.com/science/MiamiMultiMediaURL/1-s2.0-S016651621300284X/1-s2.0-S016651621300284X-mmc1.docx/271854/FULL/S016651621300284X/44cdc9795c46b4709b0b924279827691/mmc1.docx>

- « Pollution incident » : procès-verbal établi à la suite d'une pollution ;
- « Pit and impoundment issues » : procès-verbal établi à la suite d'une non-conformité observée dans la conception des bassins de rétention ;
- « Permitting and reporting issues » : procès-verbal établi suite à une non-conformité administrative et non technique ;
- « Failure to restore » : procès verbal établi à la suite d'une non-conformité observée dans la remise du site à l'état initial ;
- « Failure to plug adequately » : procès-verbal établi à la suite d'une non-conformité observée lors de la cimentation des niveaux aquifères ou réservoirs dans un puits ou lors de l'abandon d'un puits ;
- « Erosion/sedimentation » : procès verbal établi à la suite d'une non-conformité dans la préservation du sol (par exemple : accentuation de l'érosion ; augmentation du taux de particules solides charriées par les cours d'eau) ;
- « Encroachment issues » : procès-verbal établi à la suite d'une non-conformité observée lors du prélèvement d'eau ;
- « Didn't maintain best practices » : procès-verbal établi à la suite du non respect d'une bonne pratique (par exemple : forage à moins de 200 pieds, ~60 m, d'un puits d'alimentation en eau potable ou à moins de 100 pieds, ~30 m, d'une étendue d'eau<sup>40</sup>) ;
- « Cementing and casing/Well construction » : procès-verbal établi à la suite d'une non-conformité observée lors de la construction initiale d'un puits.

2010 est l'année où le nombre de puits ayant fait l'objet d'au moins un procès-verbal dressé dans l'une des 8 catégories techniques a été le plus important (717) et que le pourcentage des puits forés dans l'année ayant fait l'objet d'au moins un procès-verbal a diminué entre 2008 et 2013, passant de 47% (159 puits concernés sur les 335 puits forés dans l'année) à 27% (269 puits concernés sur les 1 012 puits forés dans l'année). Le nombre global de non-conformités est donc important. La figure suivante (cf. fig. 2) donne le nombre de puits d'exploitation de gaz de schiste ayant fait l'objet d'au moins un procès-verbal dressé dans l'une des 8 catégories techniques par année de forage des puits.

---

<sup>40</sup> Ce sont les distances fixées dans la loi pennsylvanienne dite « Act 13 » de 2012 pour les puits conventionnels. Les distances pour les puits non conventionnels sont respectivement de 500 pieds, ~150 m, et 300 pieds, ~90m (cf. pages 72 et 73 de la loi). Le texte de la loi est accessible en ligne :

<http://www.legis.state.pa.us/CFDOCS/Legis/PN/Public/btCheck.cfm?txtType=PDF&sessYr=2011&sessInd=0&billBody=H&billTyp=B&billNbr=1950&pn=3048>

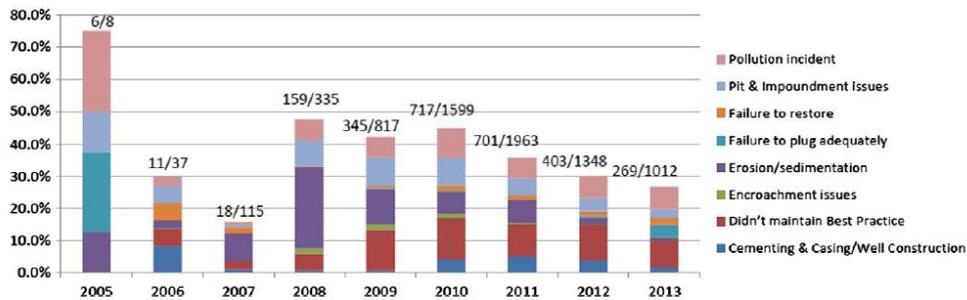
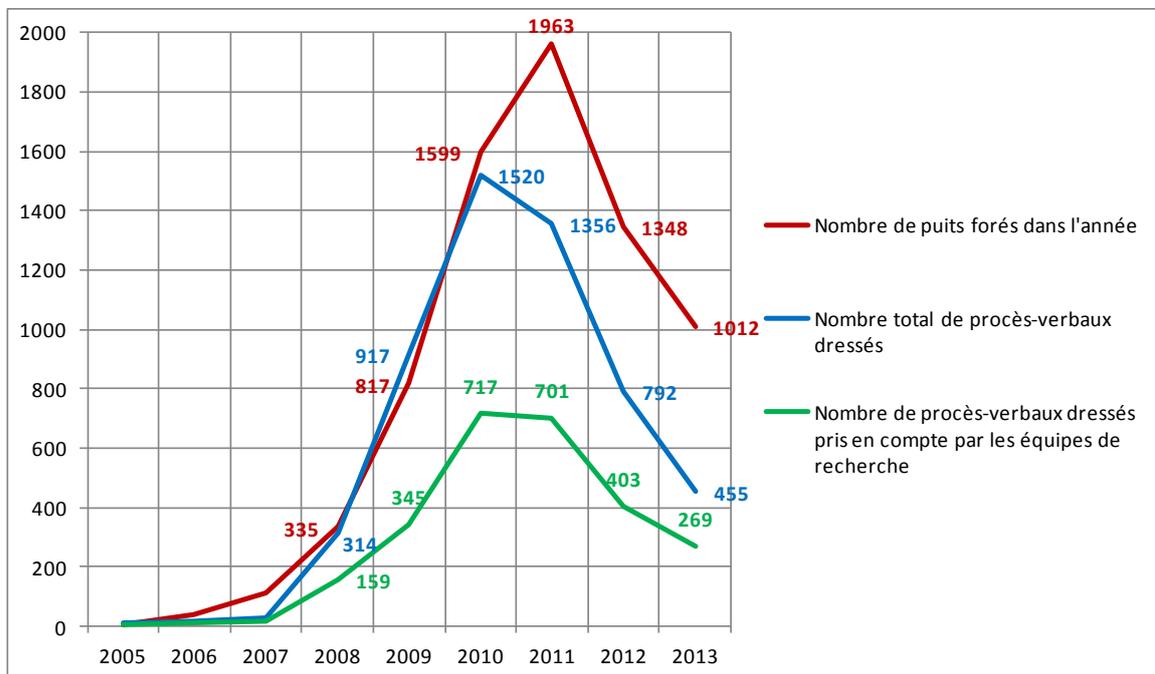


Fig. 2. Percent of unconventional shale-gas wells drilled in PA that received at least one NOV in a given category per year, after permitting and reporting violations were removed. Colors indicate each category of violation shown in Table 1 from 5/2005 until 11/2013. NOVs received by one well but for two different categories were each counted, as were NOVs for the same category but in different calendar years. Above each bar, the fraction indicates the total NOVs as a fraction of the wells drilled during the calendar year.

Figure 2 : Nombre de puits d'exploitation de gaz de schiste ayant fait l'objet d'au moins un procès-verbal dressé dans l'une des 8 catégories techniques par année de forage [7]

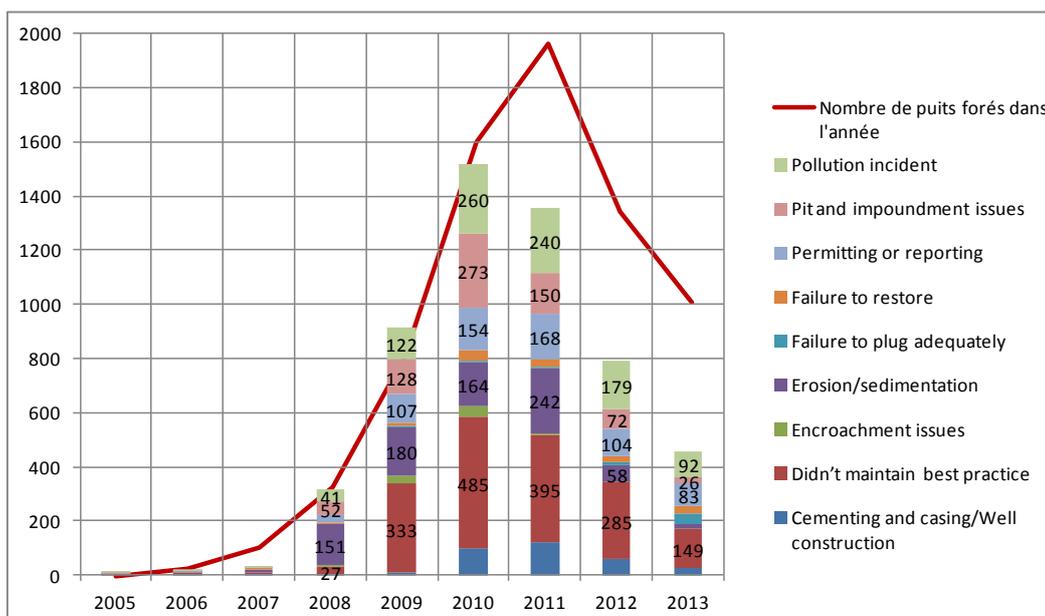
Dans la figure précédente, les répétitions annuelles (à savoir les procès-verbaux dressés pour un puits dans la même catégorie et la même année) n'ont pas été comptabilisées par les équipes de recherche étant les auteurs de la publication [7]. Le filtre est assez conséquent, car il réduit de façon importante le nombre total de procès-verbaux dressés (cf. fig. 3).

Pour les puits forés entre 2008 et 2010, le nombre total de procès-verbaux dressés est en fait proche, voire supérieur, au nombre de puits forés. À partir de 2011, le nombre total de procès-verbaux dressés est inférieur au nombre de puits forés (cf. fig. 3 et fig. 4).



D'après les données publiées dans [7].

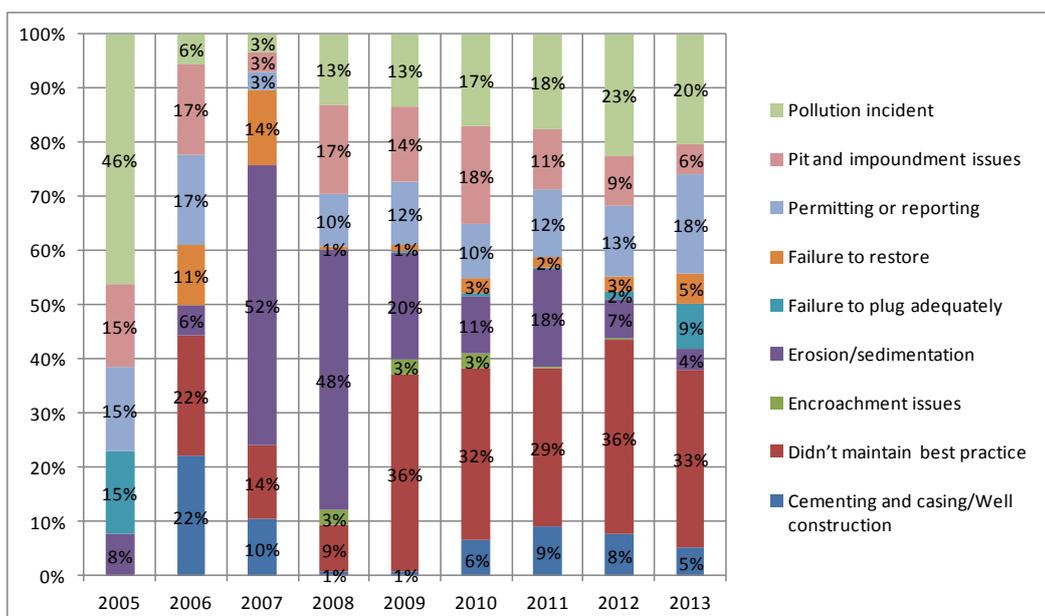
Figure 3 : Nombre de puits et de procès verbaux dressés ou pris en compte par les équipes de recherche pour les puits forés en Pennsylvanie entre 2005 et 2013



D'après les données publiées dans [7].

Figure 4 : Répartition du nombre de procès verbaux dressés pour les puits forés en Pennsylvanie entre 2005 et 2013

Entre 2010 et 2013, les procès verbaux dressés ont concerné en premier lieu le non respect des bonnes pratiques (de 17% à 23% ; cf. fig. 5), puis des pollutions (de 29% à 36%). La part de procès verbaux dressés pour des non-conformités observées dans la conception des bassins de rétention et la préservation du sol a diminué significativement entre 2010 et 2013 pour les premiers (de 18% à 6%) et entre 2011 et 2013 pour les seconds (de 18% à 4%).



D'après les données publiées dans [7].

Figure 5 : Évolution de la répartition des procès verbaux dressés pour les puits forés en Pennsylvanie entre 2005 et 2013

#### 5.1.2.4 ÉTUDE DES PLAINTES DE PARTICULIERS

Entre 2008 et 2012, l'état de Pennsylvanie a reçu 969 plaintes de particuliers concernant la pollution d'un captage domestique d'AEP. Le PADEP traite chacune de ces plaintes et rédige une « positive determination letter » (PDL) lorsque la responsabilité d'un opérateur pétrolier est avérée. Le PADEP fonde ses conclusions sur l'analyse d'échantillons, mais également sur :

- Le délai entre les opérations sur les puits pétroliers et la détection de l'impact dans les puits d'AEP ;
- L'intégrité des puits ;
- La perméabilité des formations géologiques.

Par exemple, s'il n'est pas en mesure de réfuter sa responsabilité, un opérateur d'un puits producteur d'hydrocarbures de schiste est reconnu responsable d'une contamination qui se manifesterait dans un puits d'AEP situé à moins de 2 500 pieds (~760 m) du puits producteur et dans les 12 mois suivant la date des opérations sur le puits<sup>41</sup>.

Sur les 969 plaintes reçues, le PADEP a édité 161 PDL (i.e. 17%) concernant des puits producteurs conventionnels et des puits producteurs d'hydrocarbures de schiste. 56% des cas concernaient une contamination par du gaz naturel, 14% par de la saumure et 6% par particules solides (résidus de forage par exemple). Aucun cas de contamination par migration des fluides de fracturation ou des eaux de production n'a été identifié<sup>42</sup>.

Les équipes de recherche ont estimé que 85 PDL concernaient des opérateurs possédant à la fois des puits conventionnels et des puits producteurs d'hydrocarbures de schiste (les autres concernant des opérateurs n'ayant que des puits conventionnels) et qu'au total, **une vingtaine de puits producteurs d'hydrocarbures de schiste ont eu des impacts sur des puits d'AEP entre 2008 et 2012 en Pennsylvanie** (1 puits producteur peut donner lieu à plusieurs PDL). Ces 85 PDL ont principalement été rédigées entre 2008 et 2011.

Entre 2010 et 2012, le nombre de PDL rédigées a chuté, alors que simultanément le nombre de nouveaux puits producteurs et le nombre de déversements accidentels ont augmenté (cf. fig. 6). La raison de la chute du nombre de PDL rédigées à partir de 2010 n'est pas claire pour les équipes de recherche (changement de pratiques au sein PADEP, ou du côté des opérateurs ?).

À noter qu'entre 2001 et 2011, le budget du PADEP a été divisé par deux<sup>43</sup>. Certaines personnes s'inquiètent du fait que cette réduction de budget pourrait limiter les actions du PADEP, même si le nombre d'inspecteurs et d'inspections de sites aurait été augmenté<sup>44</sup>.

---

<sup>41</sup> Voir la loi pennsylvanienne dite « Act 13 » de 2012 (page 82, lignes 12 à 17).

<sup>42</sup> Na, Ca, Cl sont les principaux contaminants des eaux de production du gisement de Marcellus. Ces éléments sont cependant trop communs pour être utilisés comme traceurs. Sr, Ba et Br apparaissent être des traceurs plus pertinents.

<sup>43</sup> Voir : <http://www.philly.com/philly/blogs/greenliving/PA-DEP-budget-has-dropped-.html>

<sup>44</sup> Voir : <http://paindependent.com/2012/03/dep-budget-cut-not-affecting-pa-gas-well-checks/>

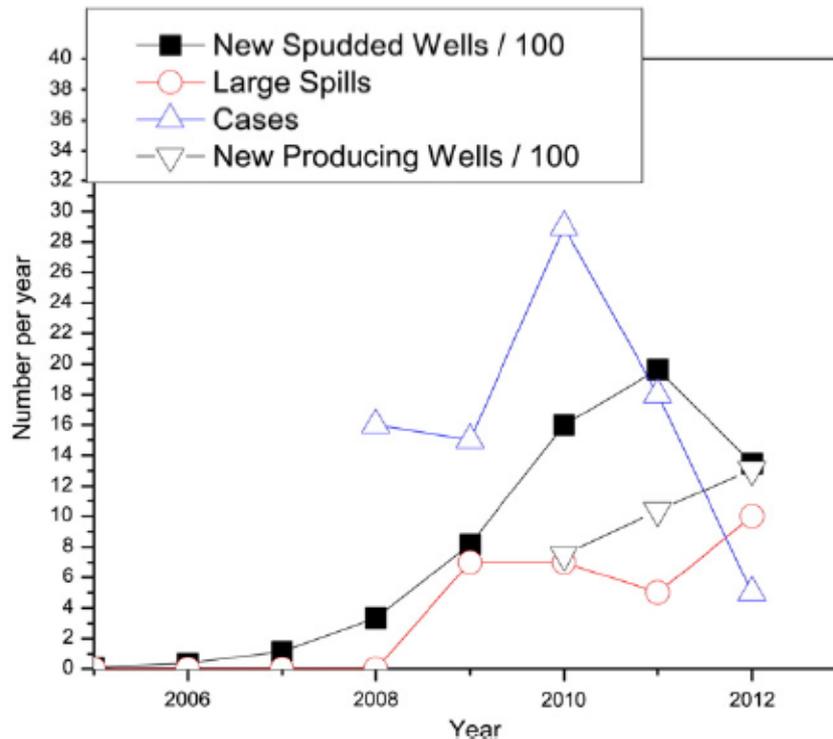


Fig. 3. Number of unconventional shale-gas wells spudded in PA per year (black squares, plotted after division by 100) and number of major spills (>400 gal, see Table 5) reported for PA associated with these shale gas activities (red circles). Blue triangles indicate the number of cases reported by PA DEP per year where either unconventional or conventional oil or gas activity was implicated in the impact of one or more water supplies (see text). Black triangles document the number of new producing wells (divided by 100) per year, i.e., the number of wells completed by hydraulic fracturing and brought into production per year. Data derive from PA DEP, U.S. EPA, and media reports as described in the text. The number of new producing wells in 2010 was assessed by doubling the number of new producing wells in the second half of 2010 (375) because data for the first half of the year were not available. (For interpretation of the references to color in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

Figure 6 : Nombre de PDL (« cases ») rédigées chaque année en Pennsylvanie, comparé aux nombres annuels de puits forés (« new spudded wells »), de nouveaux puits producteurs (« new producing wells ») et de déversements accidentels (« spills ») [7]

#### 5.1.2.5 ÉTUDE DES BASES DE DONNEES ENVIRONNEMENTALES

Les équipes de recherche ont étudié les bases de données environnementales fournies par l'USGS, l'USEPA et le réseau SHALENETWORK. Elles ont ainsi analysé les cas de contamination par les anciens puits d'exploitations, par les déversements accidentels en surface et les cas de contamination naturelle.

##### A) Contamination par les anciens puits d'exploitation

De 2005 à mars 2013, sur les 6 466 puits d'exploitation du gisement de Marcellus ayant fait l'objet d'un procès-verbal d'infraction, 219 présentaient des non-conformités liées à la construction initiale du puits (« Cementing and casing/Well construction »), soit ~3,4%. Sur la même période, **16 puits fuyards** ont fait l'objet d'un procès-verbal d'infraction pour cause de contamination d'une nappe d'eau potable par du méthane, soit ~0,25%.

L'état de Pennsylvanie estime que plus de 200 000 puits ont été forés avant que l'archivage des opérations de forage devienne obligatoire en 1955. La localisation de ces **puits orphelins** est inconnue. Ils n'ont vraisemblablement pas été abandonnés correctement et peuvent donc constituer des vecteurs de contamination. La loi pennsylvanienne n'oblige actuellement pas les opérateurs à rechercher les puits orphelins ou abandonnés à proximité d'un site de forage.

#### *B) Contamination par les déversements accidentels en surface*

Les déversements accidentels peuvent se produire lors d'accidents de la route, d'éruptions de puits et de fuites des bassins de rétention ou des équipements utilisés sur un site de forage (canalisations, vannes...).

Depuis 2008, l'état de la Pennsylvanie a recensé **32 déversements accidentels** de plus de 400 gallons (~1,5 m<sup>3</sup>) dans les eaux de surface dont 9 déversements d'eaux de production, 9 de fluides de forage, 7 de fluides de fracturation, 1 de diesel et 5 de particules solides ou d'eau utilisée pour vérifier l'étanchéité des équipements en surface (cf. fig. 6).

Le monitoring environnemental actuel mis en place dans l'état ne permet pas de détecter les déversements dans les eaux de surface, dans la mesure où le réseau de suivi n'est pas assez dense et la localisation des points de prélèvements n'est pas optimisée par rapport à celle des points de rejet (les déversements sont rapidement dilués et précipitent dans le sédiment des rivières). Le manque de données de bruit de fond et les autres contaminations des rivières rendent également difficile la détection des déversements dans les eaux de surface.

Les contaminations par des saumures peuvent avoir différentes sources (déversement accidentel, salage des routes, fuite depuis un bassin de rétention...) qu'il est possible de tracer en utilisant par exemple les rapports Ba/Cl et Br/SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> (cf. fig. 7).

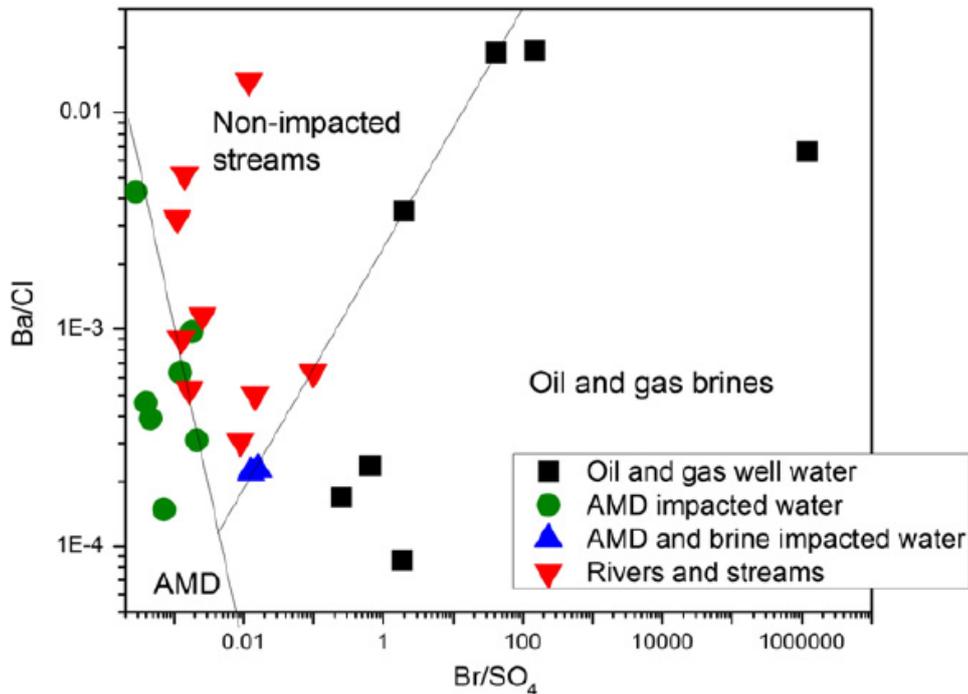


Fig. 7. Ratios of Ba, Cl, SO<sub>4</sub>, and Br may be useful to distinguish rivers with impacts from acid mine drainage (AMD) versus oil and gas brines or shallow brines. Blacklick Creek (blue triangles) is contaminated with both AMD and permitted oil and gas brine discharge. (For interpretation of the references to color in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

Figure 7 : Traçage des sources de contamination dans les eaux de surface [7]

### C) Contamination naturelle

Les chercheurs constatent que la plupart des cas de contamination des eaux souterraines par du gaz naturel ou de la saumure sont localisés au nord de la Pennsylvanie. Dans cette région, la migration à travers le **réseau de fractures naturel** qui s'est développé suite au rebond glaciaire est connue pour permettre le transport de fluides sur de grandes distances.

Les chercheurs citent les travaux de Moloksky et al. [9] qui ont observé une corrélation entre la teneur en méthane dissous contenu dans des échantillons prélevés dans des puits d'AEP et la localisation topographique des puits. Les sédiments alluvionnaires, qui s'accumulent dans le fond des vallées, sont riches en matière organique dont la dégradation biologique peut être une source de méthane contaminant les nappes d'eau aux points topographiquement les plus bas.

### 5.1.3 TRAVAUX DE DUKE UNIVERSITY

L'équipe de recherche de Duke University (Caroline du Nord) travaille depuis 2010 sur l'impact environnemental de l'exploitation des gaz de schiste et des opérations de fracturation hydraulique. L'équipe revendique d'avoir publié le premier article traitant de cette thématique dans une revue à comité de lecture [10] et a depuis publié d'autres articles sur le sujet. Ses travaux sont connus dans le milieu académique et industriel.

À ce jour, l'équipe a réalisé plusieurs campagnes d'échantillonnage de puits d'AEP dans les états de la Pennsylvanie, de New York, de l'Arkansas, de la Caroline du Nord, de la Virginie de l'Ouest et du Texas. L'équipe a également échantillonné des eaux de production de puits d'exploitation et travaille sur l'impact environnemental des injections souterraines de ces eaux<sup>45</sup>.

Au début de l'année 2014, l'équipe de Duke University avait publié 3 articles traitant de l'impact environnemental de l'exploitation des hydrocarbures de schiste sur la qualité de la ressource en eau souterraine en Pennsylvanie. Les principaux résultats de ces études sont détaillés ci-après. Les articles sont présentés par ordre chronologique.

#### 5.1.3.1 CONTAMINATION DE PUIITS D'AEP PAR DU METHANE SUITE A DES OPERATIONS DE FORAGE ET DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

##### *A) Principaux résultats de l'article*

L'équipe de Duke University a publié les résultats d'analyse de la qualité des eaux de deux aquifères superficiels à l'aplomb des gisements de gaz de schiste de Marcellus (état de Pennsylvanie) et d'Utica (état de New-York) dans un article daté de 2011 [10]. Les échantillons d'eau ont été prélevés dans 68 puits domestiques d'AEP appartenant à des particuliers et répartis dans trois zones d'étude : Catskill, Genesee et Lockhaven (cf. fig. 8).

Les puits d'AEP ont été forés entre 36 et 190 mètres de profondeur.

---

<sup>45</sup> La page Internet de l'équipe : <http://sites.nicholas.duke.edu/avnervengosh/duke-study-on-shale-gas-and-fracking/>

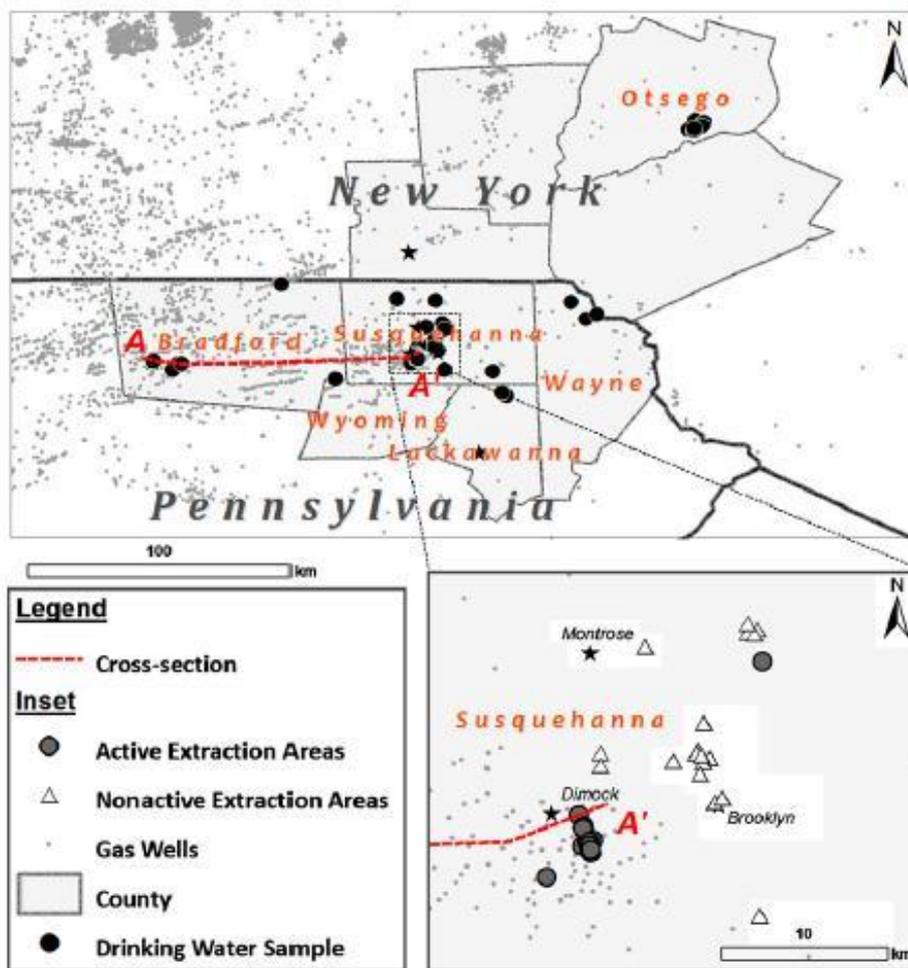


Figure 8 : Carte de localisation des opérations d'exploitation du gaz de schiste et des prélèvements d'eau réalisés dans la zone d'étude [10]

Tous les prélèvements ont fait l'objet d'analyses chimiques, de la mesure des isotopes de l'eau ( $^{18}\text{O}$  et  $^2\text{H}$ ), du carbone, du bore et du radium. Les teneurs en méthane dissous et en hydrocarbures  $\text{C}_2+$  (éthane et hydrocarbures à plus longue chaîne), ainsi que les signatures isotopiques du carbone et de l'hydrogène du méthane ont également été déterminées dans 60 échantillons.

Du méthane dissous a été mesuré dans 51 des 60 échantillons analysés. Les concentrations en méthane dissous sont en moyenne 17 fois plus importantes à proximité ( $< 1$  km) des puits d'exploitation du gaz de schiste : 19,2 mg/l au lieu de 1,1 mg/l quand le puits d'AEP est à plus d'1 km du plus proche puits d'exploitation (cf. fig. 9).

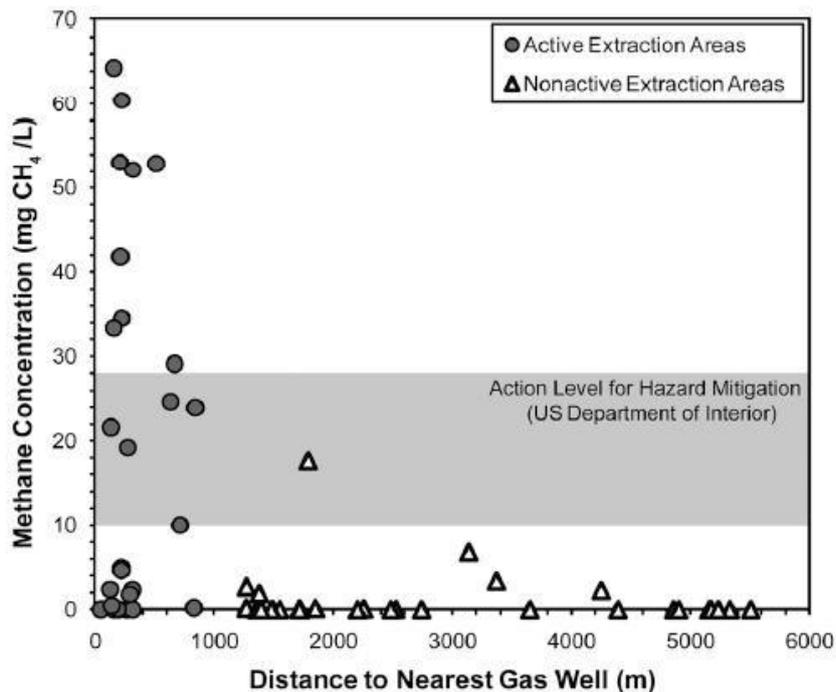


Fig. 3. Methane concentrations (milligrams of  $\text{CH}_4 \text{ L}^{-1}$ ) as a function of distance to the nearest gas well from active (closed circles) and nonactive (open triangles) drilling areas. Note that the distance estimate is an upper limit and does not take into account the direction or extent of horizontal drilling underground, which would decrease the estimated distances to some extraction activities. The precise locations of natural-gas wells were obtained from the Pennsylvania Department of Environmental Protection and Pennsylvania Spatial Data Access databases (ref. 35; accessed Sept. 24, 2010).

Figure 9 : Concentrations en méthane dissous mesurées dans les puits d'AEP en fonction de la distance avec le plus proche puits d'exploitation du gaz de schiste [10]

Les auteurs utilisent les signatures isotopiques du carbone ( $\delta^{13}\text{C}$ ) et de l'hydrogène ( $\delta^2\text{H}$ ) du méthane, ainsi que le rapport méthane sur  $\text{C}_2+$  ( $\text{C}_1/\text{C}_2+$ ), pour tracer l'origine du méthane dissous. Selon eux :

- une valeur de  $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$  supérieure à  $-50\text{‰}$  est caractéristique d'un **méthane thermogénique** (c'est-à-dire issu de la maturation thermique de la matière organique) ;
- une valeur de  $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$  inférieure à  $-64\text{‰}$  est caractéristique d'un **méthane biogénique** (c'est-à-dire produit par l'activité bactérienne –e.g. : méthanogenèse bactérienne) ;
- une valeur de  $\delta^2\text{H}_{\text{CH}_4}$  inférieure à  $-175\text{‰}$  est caractéristique d'un méthane biogénique ;
- un rapport  $\text{C}_1/\text{C}_2+$  inférieur à 100 est caractéristique d'un gaz thermogénique, car l'éthane et le propane ne sont pas produits par les processus biologiques.

Douze échantillons de gaz prélevés dans les puits d'AEP localisés à moins d'1 km d'un puits d'exploitation ont une signature isotopique du carbone du méthane et un rapport  $\text{C}_1/\text{C}_2+$  caractéristiques du gaz contenu dans le gisement de Marcellus.

Le méthane dissous dans tous les autres échantillons, quelle que soit leur localisation, résulte d'un mélange entre une source biogénique et une source thermogénique. Les analyses montrent que la méthanogenèse n'a pas lieu dans les aquifères superficiels et suggèrent que le méthane est d'origine plus profonde et qu'il migre vers la surface pour s'accumuler dans les nappes.

Les auteurs envisagent deux voies de migration potentielles pour le méthane : (1) via des **puits fuyards** et (2) via les **fractures créées ou réactivées lors des opérations de fracturation** qui augmentent la connectivité du réseau naturel de fractures des formations. Les auteurs soulignent que la première possibilité est certainement la plus vraisemblable, mais que les deux sont possibles.

Les auteurs concluent leur article en soulignant l'importance d'établir des **états zéros** (« lignes de base ») avant les opérations de forage et de fracturation, comme cela est déjà mis en place dans certains états.

### *B) Avis d'autres équipes de recherche*

**Saba et Orzechowski** ont rédigé une lettre publiée dans la revue PNAS<sup>46</sup> critiquant l'article de l'équipe de Duke University. Ces 2 auteurs critiquent le fait que l'équipe ait mis en évidence une augmentation systématique de la concentration en méthane thermogénique dans les puits d'AEP à proximité des puits d'exploitation du gaz naturel. Ils constatent que :

- Dans la zone d'étude de Genesse : la concentration en méthane dissous est plus faible dans le puits d'AEP à moins d'1 km du plus proche puits d'exploitation, que la moyenne de la teneur en méthane dans les puits plus éloignés.
- Dans la zone d'étude de Lockhaven : seuls des puits d'AEP à proximité de puits d'exploitation ont été échantillonnés (= il n'y a donc pas de ligne de base pour cette zone). De plus, l'échantillon avec la plus grande teneur en méthane dissous mesurée (64 mg/l) a une signature isotopique différente de celle du gaz du gisement de Marcellus.
- Dans la zone d'étude de Castkill : les puits d'AEP à plus d'1 km du plus proche puits d'exploitation ont une teneur en méthane pouvant atteindre 18 mg/l et huit des puits d'AEP situés à proximité des puits d'exploitation ont des teneurs en méthane dissous plus faibles que 18 mg/l ou une signature isotopique du méthane différente de celle du gaz du gisement de Marcellus. Saba et Orzechowski recommandent à l'équipe de Duke University de réaliser des mesures de l'isotopie du carbone et de l'hydrogène de l'éthane pour pouvoir être certain de caractériser une migration de gaz en provenance du gisement de Marcellus.

Saba et Orzechowski estiment que l'équipe de Duke University manque de données pour justifier ses conclusions et observent que certaines données contredisent les conclusions de l'équipe.

---

<sup>46</sup> Voir PNAS, **108**(37), p. E663.

**Schon** a également rédigé une lettre publiée dans la revue PNAS<sup>47</sup> critiquant l'article de l'équipe de Duke University. Schon critique la conclusion que les opérations de fracturation hydraulique puissent être responsables des teneurs en méthane thermogénique mesurées dans les nappes, dans la mesure où :

- Le monitoring microsismique montre que les fractures créées restent distantes des nappes (dans la zone d'étude, l'écart en distance verticale entre le gisement et les nappes est de plusieurs milliers de pieds<sup>48</sup>).
- Le gisement de Marcellus est la roche mère de plusieurs gisements conventionnels de gaz. La migration de gaz depuis le gisement de Marcellus existe donc naturellement et il était connu que du méthane était présent à l'état naturel dans les nappes, avant le début de l'exploitation du gaz de schiste (ce qui est d'ailleurs d'après Schon confirmé par les résultats de l'article, qui démontrent la présence de méthane thermogénique dans tous les échantillons prélevés, quelle que soit la distance par rapport aux puits d'exploitation).
- Plusieurs puits d'AEP situés à proximité des puits d'exploitation ont des teneurs en méthane dissous faibles.
- L'étude manque de données de ligne de base et le nombre de puits d'AEP échantillonnés est trop petit pour que l'étude soit représentative.

L'équipe de Duke University a répondu à ces critiques dans deux lettres publiées dans la revue PNAS<sup>49</sup> et dans un document plus complet publié sur son site Internet<sup>50</sup>. Elle y rappelle les différences significatives observées entre les échantillons prélevés dans les puits d'AEP situés à moins d'1 km du plus proche puits d'exploitation et ceux prélevés dans les puits d'AEP plus distants. Elle passe également en revue les différentes critiques formulées.

L'équipe précise qu'il peut y avoir différentes sources de méthane thermogénique dans un même aquifère. Depuis la parution de l'article, elle a d'ailleurs réalisé l'analyse isotopique du méthane émis par un suintement naturel en surface situé à proximité de la zone étudiée. Le méthane du suintement est thermogénique, mais a une signature différente du gaz du gisement de Marcellus. Le gaz du suintement pourrait être la source thermogénique du méthane dissous mesuré dans les échantillons des puits d'AEP situés à plus d'1 km du plus proche puits d'exploitation, mais n'est a priori pas la source de méthane dans les puits plus proches.

L'équipe de Duke University reconnaît que le nombre d'échantillons de son étude était réduit et propose de réaliser une nouvelle étude avec un plus grand nombre de points de prélèvement en associant industriels, pouvoirs publics et particuliers.

---

<sup>47</sup> Voir PNAS, **108**(37), p. E664.

<sup>48</sup> 1 000 pieds ~ 300 mètres.

<sup>49</sup> Voir PNAS, **108**(37), p. E665-E666.

<sup>50</sup> [http://nicholas.duke.edu/cgc/FrackFAQ6\\_15\\_11.pdf](http://nicholas.duke.edu/cgc/FrackFAQ6_15_11.pdf)

Enfin, **Davies** a également rédigé une lettre publiée dans la revue PNAS critiquant le fait que les teneurs en méthane mesurées dans les puits d'AEP puissent être attribuables aux opérations de fracturation hydraulique<sup>51</sup>. Selon lui, dans la mesure où l'équipe de Duke University n'a aucune donnée de ligne de base, les teneurs observées peuvent très bien être dues au nombreux puits abandonnés<sup>52</sup> et à des suintements naturels.

L'équipe de Duke University partage cette analyse qui va dans le sens des conclusions de son article<sup>53</sup>. L'équipe de Duke University note que **ses résultats ne permettent ni d'affirmer ni d'infirmer que les opérations de fracturation hydraulique sont à l'origine des teneurs en méthane mesurées dans les puits d'AEP.**

#### 5.1.3.2 INDICES GEOCHIMIQUES POUR LA MISE EN EVIDENCE D'UNE MIGRATION NATURELLE DE SAUMURE ENTRE LE GISEMENT DE MARCELLUS ET LES AQUIFERES SUPERFICIELS

Dans un article de 2012 [11], l'équipe de Duke University s'est intéressée à la connectivité hydraulique qui peut exister entre les gisements de gaz de schiste et les nappes superficielles. Selon les chercheurs, les analyses réalisées sur 158 échantillons d'eau prélevés au nord-est de la Pennsylvanie montrent qu'il existe, dans certaines zones, une **connectivité hydraulique naturelle entre les gisements de gaz de schiste et les nappes d'eau**. Cette connectivité pourrait être liée aux fracturations induites par les déformations tectoniques, la catagenèse ou le rebond glaciaire et expliquer l'existence de suintements naturels d'hydrocarbures dans les nappes et en surface. Les auteurs concluent en précisant qu'il convient d'être particulièrement prudent lors du développement de l'exploitation des gaz de schiste dans les zones où une connectivité naturelle existe entre le gisement de Marcellus et les nappes d'eau potable.

**Engelder** a rédigé une lettre publiée dans la revue PNAS<sup>54</sup> critiquant cette étude car, selon lui, une telle connectivité n'existe pas dans la mesure où :

- la saturation en eau du gisement est faible (~23% à +/- 10%) et que l'eau est piégée par capillarité dans la roche ;
- le gisement est sous pression en gaz, ce qui confirme l'existence d'un piège capillaire efficace ;
- seulement la moitié des fluides de fracturation injectés sont récupérés, car l'autre moitié reste piégée dans le gisement<sup>55</sup>.

---

<sup>51</sup> Voir PNAS, **108**(43), p. E871.

<sup>52</sup> Davies indique de 180 000 puits auraient été forés en Pennsylvanie avant que l'enregistrement des forages deviennent systématique ! Seuls 8 000 puits ont été retrouvés à ce jour et ceux-ci doivent encore être abandonnés correctement.

<sup>53</sup> Voir PNAS, **108**(43), p. E872.

<sup>54</sup> Voir PNAS, **109**(52), p. E3625.

<sup>55</sup> Le gisement de Marcellus est qualifié comme étant « *dry* » par les pétroliers, car les fluides injectés restent a priori principalement piégés dans le gisement. Seuls 10% à 15% des fluides injectés lors des opérations de fracturation hydraulique sont récupérés (source : CHESAPEAKE ENERGY).

L'équipe de Duke University a rédigé une lettre publiée dans la revue PNAS<sup>56</sup> en réponse aux critiques d'Engelder. Le fait que des volumes significatifs d'eau de formation soient produits lors de l'exploitation des gaz de schiste témoigne qu'il existe des horizons plus perméables dans le gisement de Marcellus qui sont interceptés lors des opérations de fracturation hydraulique. Ils relèvent également l'existence de joints (= fracturations) non minéralisés aussi bien dans le gisement de Marcellus que dans les formations supérieures au travers desquels peuvent circuler des fluides.

#### 5.1.3.3 CONCENTRATIONS EN GAZ DISSOUS DANS LES EAUX D'UN PANEL DE PUIITS D'AEP A L'APLOMB DU GISEMENT DE MARCELLUS

Une étude publiée par Duke University en 2013 [12] a porté sur 141 puits d'AEP au nord-est de la Pennsylvanie. Des échantillons d'eau ont été prélevés dans les comtés de Bradford, Lackawanna, Sullivan, Susquehanna, Wayne et Wyoming. Les auteurs de l'étude ont déterminé les signatures isotopiques du méthane (C1), de l'éthane (C2), du carbone inorganique dissous, de l'eau et mesuré les concentrations en hélium, éthane et propane dissous pour tracer l'origine des gaz. Ethane et propane (C3) sont 2 hydrocarbures qui tracent les sources de gaz thermogéniques, car ils ne sont pas produits par l'activité biologique<sup>57</sup>.

La zone d'étude se trouve à l'aplomb du gisement de Marcellus. Le gisement est situé entre 1 500 et 2 000 mètres de profondeur. Il y a 3 formations aquifères principales qui sont, de la plus superficielle à la plus profonde : « Alluvium », « Upper Devonian Catskill » et « Lock Haven ». La profondeur des 2 derniers aquifères peut atteindre 1 000 mètres et ces 2 formations ont été exploitées dans le passé pour leur contenu en gaz et pétrole.

Les résultats des analyses les plus marquants montrent que :

- Du méthane dissous est détecté dans 82% des échantillons d'eau collectés.
- La concentration moyenne en méthane dissous est 6 fois plus grande dans les puits d'AEP à moins d'1 km du proche puits d'exploitation, que dans les puits d'AEP plus éloignés (cf. fig. 10). Sur la figure 10, il y a 23 puits d'AEP qui ont une concentration en méthane dissous >10 mg/l, dont 5 situés à plus d'1 km du plus proche puits d'exploitation.

---

<sup>56</sup> Voir PNAS, **109**(52), p. E3626.

<sup>57</sup> Un rapport C1/C2+ < 100 est caractéristique d'un gaz thermogénique (produit par la maturation thermique de la matière organique) ; un rapport C1/C2+ > 1 000 caractérise un gaz biogénique (produit par l'activité microbienne).

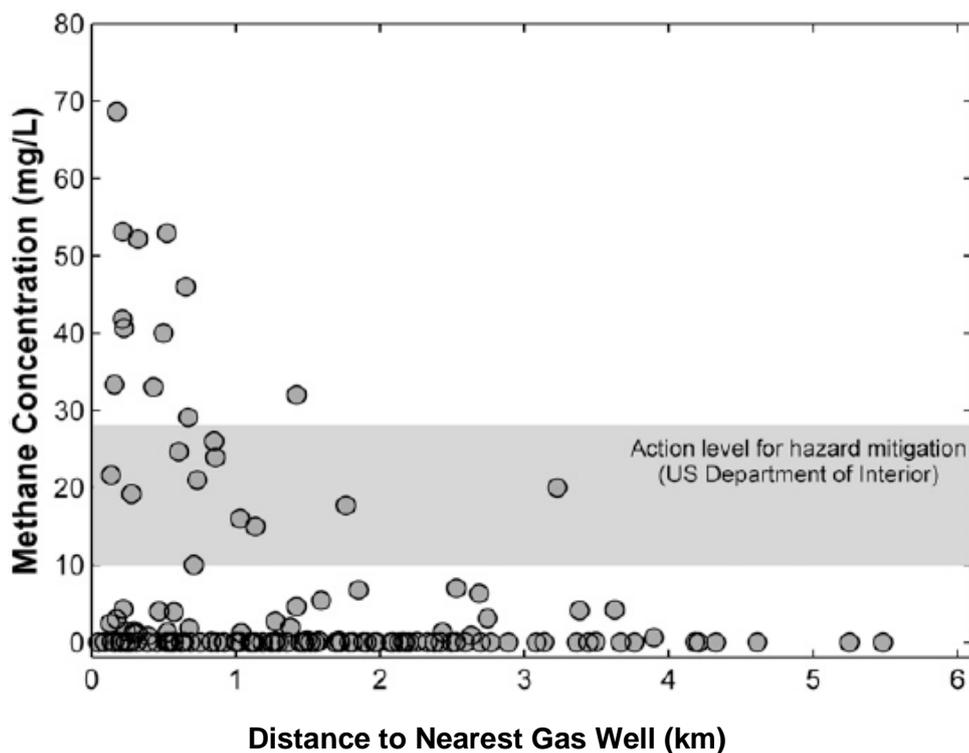


Figure 10 : Concentrations en méthane dissous mesurées dans les puits d'AEP en fonction de la distance avec le plus proche puits d'exploitation du gaz de schiste [12]

- 11 des 12 puits pour lesquels la concentration en méthane dissous dépasse 28 mg/l sont à moins d'1 km de plus proche puits d'exploitation (seule exception : 1 puits d'AEP avec 32 mg/l de méthane dissous, situé à 1,4 km du plus proche puits d'exploitation).
- Les concentrations en éthane et propane dissous sont plus importantes dans les puits d'AEP à moins d'1 km du plus proche puits d'exploitation (cf. fig. 11).

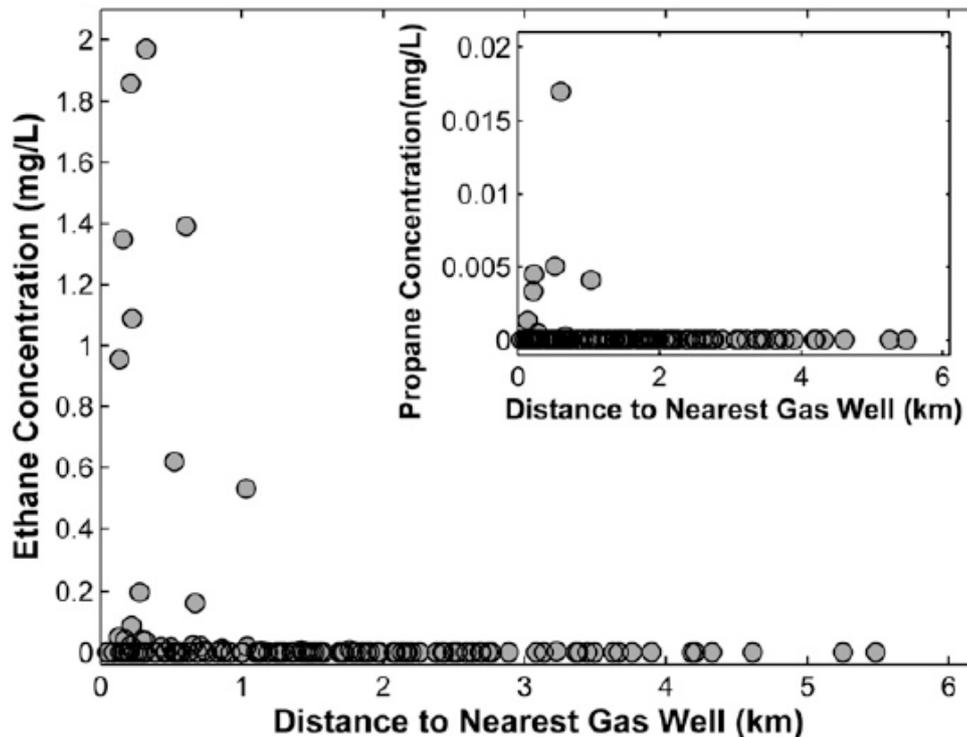


Fig. 1. Concentrations of (Upper) methane, (Lower) ethane, and (Lower Inset) propane (milligrams liter<sup>-1</sup>) in drinking water wells vs. distance to natural gas wells (kilometers). The locations of natural gas wells were obtained from the Pennsylvania DEP and Pennsylvania Spatial Data Access databases (54). The gray band in Upper is the range for considering hazard mitigation recommended by the US Department of the Interior (10–28 mg CH<sub>4</sub>/L); the department recommends immediate remediation for any value >28 mg CH<sub>4</sub>/L.

Figure 11 : Concentrations en éthane et propane dissous mesurées dans les puits d'AEP en fonction de la distance avec le plus proche puits d'exploitation du gaz de schiste [12]

- Les rapports C<sub>2</sub>/C<sub>1</sub> et C<sub>3</sub>/C<sub>1</sub> sont plus grands dans les puits d'AEP à moins d'1 km du plus proche puits d'exploitation.
- Dans tous les puits avec une concentration en méthane dissous >10 mg/l (valeur seuil d'intervention pour l'U.S. Department of the Interior), la signature isotopique du méthane est caractéristique d'un gaz thermogénique<sup>58</sup>.

<sup>58</sup> Dans cet article, les auteurs ajustent légèrement les domaines proposés dans Osborn et al., 2011 : une signature isotopique du carbone du méthane supérieure à -40‰ caractérise un gaz thermogénique ; une signature isotopique inférieure à -60‰ caractérise un gaz biogénique.

- La mesure de la signature isotopique du carbone de l'éthane a pu être réalisée dans les 11 échantillons les plus concentrés, tous situés à moins de 1,1 km du plus proche puits d'exploitation. En croisant les données de signature isotopique du carbone du méthane et de l'éthane, il est possible de déterminer si le gaz thermogénique provient du gisement de Marcellus ou des formations du Dévonien supérieur plus superficielles. 6 des échantillons ont les caractéristiques du gaz du gisement de Marcellus et 5 du gaz des formations du Dévonien supérieur. Ces données montrent qu'il existe plusieurs sources de gaz dissous (cf. fig. 12).

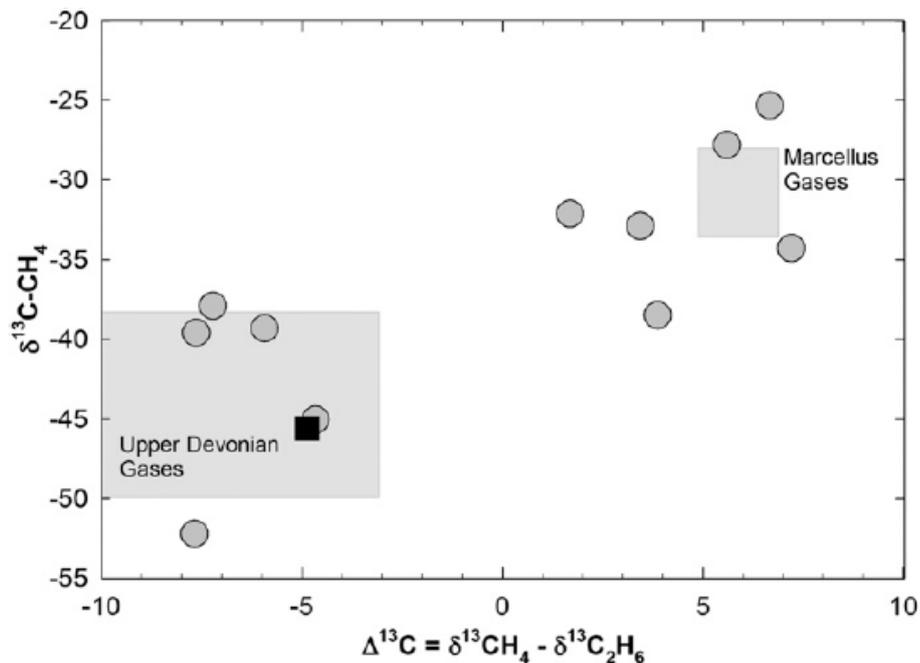


Fig. 4. Stable isotope signatures (‰ VPDB) of methane ( $\delta^{13}\text{C-CH}_4$ ) vs.  $\delta^{13}\text{C}$  for methane minus ethane ( $\Delta^{13}\text{C} = \delta^{13}\text{CH}_4 - \delta^{13}\text{C}_2\text{H}_6$ ); 6 of 11 drinking water samples exhibited isotopic reversals and  $\delta^{13}\text{C-CH}_4$  values consistent with Marcellus production gas (14, 28, 55). In contrast, five drinking water samples and the salt spring at Salt Springs State Park (filled square) had  $\delta^{13}\text{C-CH}_4$  and  $\Delta^{13}\text{C} < 0$  consistent with Upper Devonian production gases (14, 55). Eleven drinking water samples had sufficient ethane concentrations for isotopic determinations. Ten of the samples were <1 km distance from shale gas wells, and one sample is at 1.1 km distance (the point in the lower left corner of the plot).

Figure 12 : Sources de gaz thermogénique identifiées dans la zone d'étude [12]

Les auteurs proposent 2 origines possibles pour les contaminations observées :

- Une **fuite via des tubages** (« casings ») défectueux. Le gaz qui contamine la nappe est alors le gaz du gisement exploité qui circule dans les tubages. Le gaz, plus mobile que l'eau de formation, est le premier signe de contamination.

- Une **fuite le long des puits via les annulaires**<sup>59</sup> ou des cimentations défectueuses. Le gaz qui contamine la nappe peut alors provenir d'horizons intermédiaires (par exemple des formations du Dévonien supérieur) traversés par le puits.

Les auteurs notent que l'état de Pennsylvanie a enregistré 90 incidents de tubage ou cimentation sur des puits d'exploitation de gaz du gisement de Marcellus en 2010 et 119 incidents en 2011. D'après les auteurs, il y aurait également 184 000 puits pétroliers abandonnés dont la localisation et l'état sont inconnus en Pennsylvanie (seuls 141 000 puits parmi les 325 000 puits forés de tout temps dans l'état sont identifiés).

Les auteurs ajoutent également que, d'après leurs analyses, il y a une légère tendance qui montre que les concentrations en méthane dissous sont d'autant plus importantes que le puits est âgé. Ce qui peut vouloir dire que la contamination de la nappe apparaît lorsque le puits vieillit, ou bien que les techniques de forage et de complétion des puits d'exploitation se sont améliorées avec le temps.

Enfin, les auteurs précisent que l'exploitation des gaz de schiste par forage horizontal et fracturation hydraulique peut conduire à augmenter la connectivité verticale entre les formations ou à intercepter des puits pétroliers abandonnés. Le gaz du gisement de Marcellus pourrait migrer vers la surface en phase gazeuse ou dissoute, dans les fractures ou le long des puits abandonnés. Les auteurs notent cependant qu'il y a eu peu d'anciens forages pétroliers dans leur zone d'étude.

Les auteurs concluent que, pour leur zone d'étude, la contamination des nappes attribuable aux opérations d'exploitation des hydrocarbures est probablement liée à des **fuites le long des puits mal construits**. Ils évoquent la possibilité théorique d'une contamination par les opérations de fracturation hydraulique, sans s'étendre. Ils évoquent également une étude conjointe avec l'USGS à l'aplomb du gisement de shale de Fayetteville (Arkansas), où ils n'ont pas mis en évidence de contamination de la nappe d'eau potable du fait de l'exploitation des gaz de schiste [13].

## 5.2 LE RETOUR D'EXPERIENCE DANS D'AUTRES ETATS

Le retour d'expérience pennsylvanien sur l'impact de l'exploitation des hydrocarbures de schiste sur les eaux de surface et souterraines peut-être complété par celui d'autres études menées en Virginie de l'Ouest, dans le Colorado et l'Arkansas. Ces études sont détaillées ci-après.

Le cas de Pavillion (ville du comté de Fremont, dans le Wyoming) est présenté en annexe 2. La particularité de cette étude est que le gisement de gaz exploité n'est pas un gisement d'hydrocarbures de schiste : les opérations de fracturation hydraulique ont ici été réalisées dans un gisement conventionnel.

---

<sup>59</sup> L'annulaire d'un puits est l'espace libre ou cimenté entre le cuvelage et la roche encaissante. La pression dans les espaces libres de l'annulaire peut être contrôlée depuis la surface pour s'assurer qu'il n'y a pas de perte d'étanchéité du puits.

### 5.2.1 COMTE DE JACKSON (VIRGINIE DE L'OUEST)

Dans un rapport de décembre 1987<sup>60</sup>, l'USEPA note qu'il a été établi que les opérations de fracturation hydraulique réalisées en 1982 dans un puits vertical localisé dans le comté de Jackson (Virginie de l'Ouest) ont contaminé un puits d'AEP domestique situé à moins de 1 000 pieds (~300 m) du puits pétrolier fracturé.

Les analyses ont révélé la présence de constituants des fluides de fracturation (gels) qui auraient migré dans la nappe via des puits abandonnés forés dans les années 1940 et étant situés dans un rayon de 1 700 pieds (~520 m) autour du nouveau puits pétrolier.

Dans son rapport, l'USEPA rapporte que l'American Petroleum Institute<sup>61</sup> a déclaré que la contamination résultait du mauvais fonctionnement d'une opération de fracturation (cf. fig. 13). Ce cas de contamination pourrait être l'unique cas de contamination d'une nappe d'eau potable par un fluide de fracturation aux États-Unis reconnu à la fois par les autorités et les opérateurs.

In 1982, Kaiser Gas Co. drilled a gas well on the property of Mr. James Parsons. The well was fractured using a typical fracturing fluid or gel. The residual fracturing fluid migrated into Mr. Parson's water well (which was drilled to a depth of 416 feet), according to an analysis by the West Virginia Environmental Health Services Lab of well water samples taken from the property. Dark and light gelatinous material (fracturing fluid) was found, along with white fibers. (The gas well is located less than 1,000 feet from the water well.) The chief of the laboratory advised that the water well was contaminated and unfit for domestic use, and that an alternative source of domestic water had to be found. Analysis showed the water to contain high levels of fluoride, sodium, iron, and manganese. The water, according to DNR officials, had a hydrocarbon odor, indicating the presence of gas. To date Mr. Parsons has not resumed use of the well as a domestic water source. (API states that this damage resulted from a malfunction of the fracturing process. If the fractures are not limited to the producing formation, the oil and gas are lost from the reservoir and are unrecoverable.)<sup>18</sup> (WV 17)<sup>19</sup>

*Figure 13 : Extrait de la page IV-22 du rapport de l'USEPA publié en décembre 1987*

### 5.2.2 COMTE DE WELD (COLORADO)

C'est dans le comté de Weld, dans le Colorado, qu'a été tournée la séquence du documentaire « Gasland »<sup>62</sup>, lors de laquelle un particulier, Mike MARKHAM, puis le réalisateur du documentaire, Josh FOX, mettent le feu au gaz s'échappant d'un robinet d'eau. La scène se passe à la 23<sup>ème</sup> minute du documentaire. Dans le documentaire, Josh FOX attribue ce phénomène aux activités d'exploitation du gaz de schiste du gisement de Niobrara<sup>63</sup> par la compagnie NOBLE ENERGY qui auraient contaminé le puits d'AEP de la famille MARKHAM.

<sup>60</sup> Consultable en ligne ici : <http://www.epa.gov/osw/nonhaz/industrial/special/oil/>

<sup>61</sup> L'American Petroleum Institute (API) est l'association professionnelle états-unienne de l'industrie du pétrole et du gaz naturel.

<sup>62</sup> Consultable en version française ici : <http://www.youtube.com/watch?v=BF2299kU3v8>

<sup>63</sup> Gisement de gaz et de pétrole de schiste entre 3 000 et 14 000 pieds de profondeur (soit entre ~900 m et 4,3 km de profondeur) ; source : <http://oilshalegas.com/niobrarashale.html>).

La Oil & Gas Conservation Commission du Colorado<sup>64</sup> a démenti cette affirmation le 29 octobre 2010 sur la base d'analyses déjà publiées et communiquées aux familles concernées, en expliquant que le gaz prélevé dans le puits d'AEP de la famille MARKHAM est d'origine biogénique et n'est pas lié à l'exploitation des hydrocarbures<sup>65</sup>. La COGCC a en revanche démontré la contamination d'un puits d'AEP d'une autre famille par les activités d'exploitation des hydrocarbures, sans toutefois être en mesure de déterminer précisément l'origine de cette contamination.

En 2008 et 2009, 3 familles vivant dans le comté de Weld ont porté plainte auprès de la COGCC, après avoir noté la présence de méthane dans leurs puits d'AEP forés dans la formation aquifère « Laramie-Fox Hills ». Il s'agit des familles MARKHAM, McCLURE et ELLSWORTH qui possèdent chacune leur propre puits et qui apparaissent toutes les trois dans le documentaire « Gasland ». La formation aquifère « Laramie-Fox Hills » se situe entre 440 et 900 pieds de profondeur (soit entre 135 et 275 mètres de profondeur). À noter que cette formation est composée d'horizons charbonneux contenant naturellement du méthane et de l'éthane.

Suite à ces plaintes, la COGCC a réalisé des prélèvements dans les 3 puits de ces familles et fait réaliser des analyses. Elle a communiqué les résultats aux familles sous forme de plusieurs courriers consultables en ligne<sup>66</sup>. D'après la COGCC :

- Les analyses réalisées sur les eaux prélevées dans le puits d'AEP de la famille MARKHAM n'indiquent pas que le puits ait été contaminé par les activités d'exploitation des hydrocarbures. Le méthane dissous proviendrait du dégazage des horizons charbonneux de la formation aquifère.
- Les analyses réalisées sur les eaux prélevées dans le puits d'AEP de la famille McCLURE mènent aux mêmes conclusions : le puits serait contaminé par le gaz contenu naturellement dans la formation aquifère et non par les activités d'exploitation des hydrocarbures.
- Les analyses réalisées dans le puits de la famille ELLSWORTH ont révélé la présence de méthane dissous (mélange entre du méthane biogénique et du méthane thermogénique) et d'hydrocarbures « lourds » (3 carbones et plus). La présence de méthane thermogénique et d'hydrocarbures lourds pourrait signifier que le puits ait été contaminé par les activités d'exploitation des hydrocarbures.

---

<sup>64</sup> La Oil & Gas Conservation Commission du Colorado (COGCC) supervise les opérations d'exploitation des ressources gazières et pétrolières du Colorado pour le compte de l'état. C'est l'une des branches du Department of Natural Resources du Colorado.

<sup>65</sup> Voir le communiqué en ligne: [http://www.coga.org/pdf\\_studies/COGCC\\_Gasland\\_10\\_29\\_10.pdf](http://www.coga.org/pdf_studies/COGCC_Gasland_10_29_10.pdf)

<sup>66</sup>

[http://cogcc.state.co.us/Announcements/Hot\\_Topics/Hydraulic\\_Fracturing/McClureMarkhamEllsworthCorrespondence.pdf](http://cogcc.state.co.us/Announcements/Hot_Topics/Hydraulic_Fracturing/McClureMarkhamEllsworthCorrespondence.pdf)

Afin de vérifier cette hypothèse, la COGCC a examiné les rapports de sondage et de complétion de 37 puits pétroliers situés dans un rayon d'un mile (~1,6 km) autour du puits de la famille ELLSWORTH et a contrôlé l'intégrité des cuvelages des puits situés dans un rayon d'environ 800 mètres autour du puits de la famille ELLSWORTH, en réalisant des mesures de la pression dans l'annulaire des puits. Un test de mise en pression d'un puits qui avait eu des problèmes de complétion/cimentation dans le passé a également été réalisé par la société NOBLE. La COGCC a également retrouvé, échantillonné, puis cimenté entièrement, un ancien puits de 1946 qui avait été abandonné. Tous ces tests n'ont pas permis de déterminer l'origine de la contamination observée dans le puits d'AEP de la famille ELLSWORTH, car aucune fuite n'a été détectée. La COGCC a précisé que la contamination pourrait provenir d'une fuite ancienne aujourd'hui résorbée.

La compagnie NOBLE a mis en place un service de livraison d'eau potable à la famille ELLSWORTH à partir de mars 2009. En juin 2009, NOBLE et la famille ELLSWORTH ont signé un accord qui stipule que la compagnie va installer un système de filtration et sécuriser le puits du fait du danger lié à l'accumulation de méthane. Cet accord précisait également que la compagnie et la famille régleront dorénavant directement entre eux le différent qui les oppose. L'accord signé entre la compagnie NOBLE et la famille ELLSWORTH a mis à fin à l'étude de la COGCC. La COGCC a indiqué avoir dépensé environ 140 000 US\$ pour tenter de déterminer l'origine de la contamination du puits de la famille ELLSWORTH.

En 2009, la COGCC a en tout réalisé des analyses dans les puits d'AEP de 28 familles plaignantes habitant le comté de Weld. Seules les analyses réalisées dans le puits de la famille ELLSWORTH ont mis en évidence une contamination liée aux activités d'exploitation des hydrocarbures.

### **5.2.3 IMPACT DE L'EXPLOITATION DU GISEMENT DE FAYETTEVILLE (ARKANSAS)**

L'équipe de recherche de Duke University a publié en 2013 une étude qui a porté sur les aquifères d'eau potable à l'aplomb du gisement de gaz de schiste de Fayetteville, situé dans l'état de l'Arkansas et localisé entre 500 et 2 100 mètres de profondeur [13]. Depuis 2004, environ 4 000 puits d'exploitation, d'abord verticaux puis horizontaux, ont été creusés dans ce gisement.

Les auteurs de l'étude ont échantillonné en 2011, 127 puits domestiques d'AEP (profondeurs entre 7,8 et 120 mètres ; moyenne = 26 mètres) et l'eau de production de 6 forages d'exploitation, dans les comtés de Van Buren et de Faulkner. La zone d'étude représente environ un tiers de l'étendue du gisement en surface. Il peut y avoir jusqu'à 14 puits d'exploitation dans un rayon de moins d'1 km d'un puits d'AEP. À noter que l'exploitation des gaz de schiste est la première exploitation d'hydrocarbures dans la zone d'étude : il n'y a pas eu d'exploitation conventionnelle auparavant.

Les auteurs ont utilisé plusieurs outils géochimiques (bilans ioniques, carbone inorganique dissous, éléments traces dont Li et B, analyses isotopiques, méthane dissous) pour vérifier si les eaux des aquifères avaient été contaminées par les activités d'exploitation des hydrocarbures. L'étude a été réalisée en collaboration avec l'USGS.

Les analyses ont révélé que seulement 6 puits d'AEP ont une concentration en méthane dissous supérieure à 0,5 mg/l. Un seul puits dépasse le seuil d'action de 10 mg/l (25 mg/l). La signature isotopique du carbone du méthane ne correspond pas à celle du gaz du gisement, et aucun hydrocarbure de plus de 3 carbones n'a été détecté : le gaz dissous serait donc biogénique. Les teneurs en méthane mesurées ne semblent donc pas être liées à l'exploitation des gaz de schiste, mais les résultats ne permettent pas de déterminer précisément l'origine du méthane dissous (ce ne semble pas être la méthanogenèse bactérienne). La géochimie des eaux n'a pas révélé de contamination des nappes par des remontées de saumure le long des puits, ni mis en évidence de connectivité hydraulique entre le gisement de gaz de schiste et les aquifères.

Les auteurs concluent que **l'impact de l'exploitation des hydrocarbures de schiste sur les nappes diffère d'un bassin à l'autre**, du fait de l'historique de l'exploitation pétrolière et de la géologie (qualité du confinement du gisement).



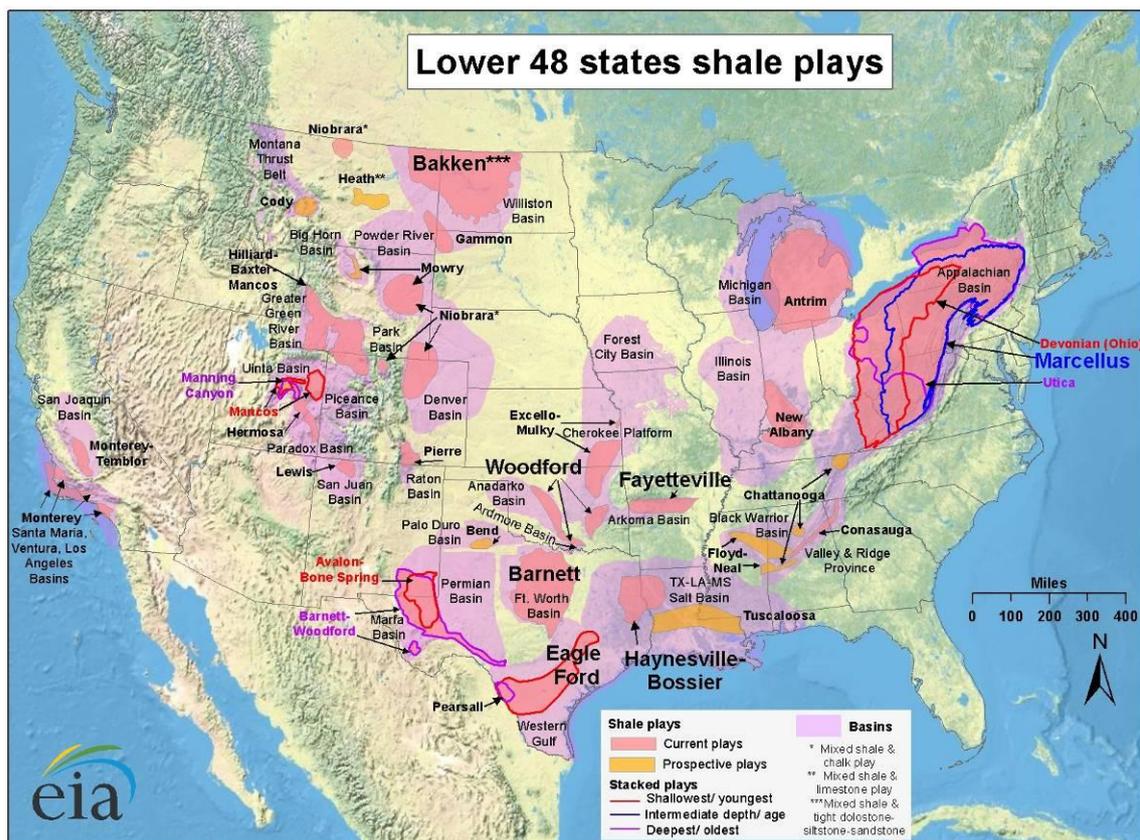
## 6. GESTION DES EAUX DE PRODUCTION

Les **eaux de production** (« flowback and produced waters » en anglais) sont toutes les eaux produites en surface durant la vie d'un puits d'exploitation. Ces eaux sont constituées du fluide de fracturation injecté puis reproduit en surface et de l'eau de formation.

### 6.1 VOLUMES D'EAU PRODUITS PAR LES GISEMENTS AUX ÉTATS-UNIS D'AMÉRIQUE

Les gisements états-unis (cf. fig. 14) peuvent être différenciés selon :

- la quantité d'eau produite au début de la mise en production des puits (« flowback water ») : il s'agit ici principalement de l'**eau de fracturation** ;
- la quantité d'eau produite au cours de la durée de vie des puits (« produced water ») : il s'agit ici principalement de l'**eau de formation**.



Source : site Internet de l'EIA (Energy Information Administration), [www.eia.gov](http://www.eia.gov)

Figure 14 : Gisements d'hydrocarbures de schiste aux ÉUA

Par exemple, la société CHESAPEAKE ENERGY CORPORATION (CHK) distingue tout d'abord les gisements états-unis selon la quantité d'eau produite au début de la mise en production des puits :

- Les puits des gisements de Barnett, Fayetteville et Marcellus produisent rapidement des volumes significatifs d'eau : chaque puits de ces gisements produit de 500 000 à 600 000 gallons<sup>67</sup> d'eau (soit de 1 900 à 2 300 m<sup>3</sup>) dans les 10 jours suivant sa mise en production, ce qui correspond à 10%-15% du volume d'eau nécessaire pour réaliser le forage et la fracturation d'un nouveau puits.
- Le gisement d'Haynesville dont les puits produisent des volumes d'eau plus faibles dans les 10 jours suivants leur mise en production : ~250 000 gallons d'eau par puits (~950 m<sup>3</sup>), soit seulement 5% du volume d'eau nécessaire pour réaliser le forage et la fracturation d'un nouveau puits.

CHK distingue ensuite les gisements selon la quantité d'eau produite au cours de la durée de vie des puits :

- Le gisement de Barnett contient a priori une quantité significative d'eau de formation et produit plus de 1 000 gallons d'eau (soit 3,79 m<sup>3</sup>) par million de pieds cubes de gaz (MMCF<sup>68</sup>) ; soit environ 1 m<sup>3</sup> d'eau pour 7 470 m<sup>3</sup> de gaz.
- Les gisements d'Eagle Ford, d'Haynesville et de Fayetteville sont « relativement secs » et produisent de 200 à 1 000 gallons d'eau (soit de 0,76 à 3,79 m<sup>3</sup>) par MMCF de gaz ou d'équivalent en hydrocarbure liquide ; soit environ 1 m<sup>3</sup> d'eau pour 7 470 m<sup>3</sup> à 37 260 m<sup>3</sup> de gaz.
- Le gisement de Marcellus est réputé « sec » et produit de 25 à 200 gallons d'eau (soit de 0,09 à 0,76 m<sup>3</sup>) par MMCF de gaz ; soit environ 1 m<sup>3</sup> d'eau pour 37 260 m<sup>3</sup> à 314 630 m<sup>3</sup> de gaz. Les fluides injectés dans le gisement de Marcellus ont tendance à y rester piégés par imbibition/piégeage capillaire et sont donc reproduits difficilement.

## 6.2 SOLUTIONS DE GESTION

Une fois récupérées en surface, les eaux de production peuvent être [15] :

- Envoyées vers des stations d'épuration municipales<sup>69</sup> ou des stations de traitement industrielles<sup>70</sup>, avant d'être **rejetées** dans l'environnement (« discharge » en anglais) ;
- **Injectées** dans les formations souterraines ;
- **Réutilisées** par exemple pour une nouvelle opération de fracturation hydraulique.

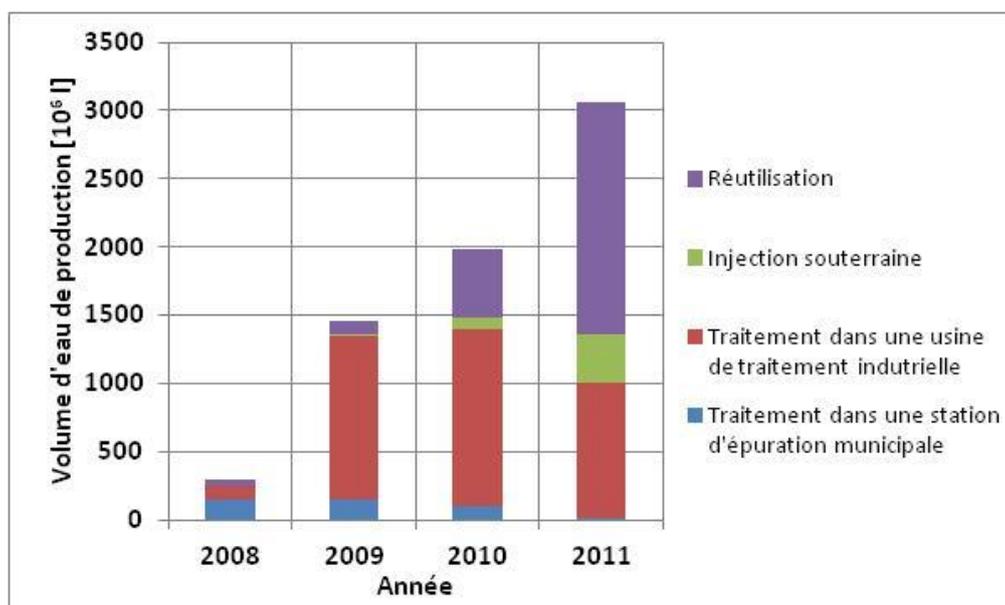
La figure suivante (cf. fig. 15) présente l'évolution des quantités et du recours à chaque solution de gestion des eaux de production du gisement de Marcellus entre 2008 et 2011.

<sup>67</sup> L'unité de volume est le gallon US. 1 gallon US ~3,79 litres.

<sup>68</sup> 1 MMCF de gaz ~28 316,85 m<sup>3</sup> de gaz.

<sup>69</sup> En anglais : POTW, pour « publicly owned treatment works ».

<sup>70</sup> En anglais : IWTP, pour « industrial wastewater treatment plant ».



D'après [16]. Les valeurs chiffrées sont approximatives.

Figure 15 : Évolution des quantités et du recours à chaque solution de gestion des eaux de production du gisement de Marcellus entre 2008 et 2011.

## 6.2.1 REJET DANS L'ENVIRONNEMENT

En Pennsylvanie, les rejets des eaux de production des puits d'exploitation des hydrocarbures de schiste en surface après traitement ont conduit à observer une augmentation de la concentration en ion bromure dans certains cours d'eau au sud-ouest de l'état.

Les déversements sont potentiellement difficiles à détecter, dans la mesure où ils sont rapidement dilués et qu'ils s'ajoutent à d'autres rejets industriels ayant également des impacts environnementaux. Les déversements peuvent être tracés par l'analyse chimique de composés inorganiques (Na, Cl, SO<sub>4</sub>, Ba, Sr et Br<sup>71</sup>), comme cela a déjà été présenté précédemment (cf. fig. 7).

Deux études de Duke University présentées ci-après se sont intéressées à l'impact environnemental du rejet en surface des eaux de production en Pennsylvanie.

### 6.2.1.1 IMPACT DU REJET DANS L'ENVIRONNEMENT DES EAUX DE PRODUCTION SUR LA QUALITE DES EAUX DE SURFACE DANS L'OUEST DE LA PENNSYLVANIE

Une étude de Duke University, publiée en 2013, s'est intéressée à l'impact environnemental des rejets des eaux de production dans l'environnement en Pennsylvanie [17]. Les auteurs de l'étude estiment qu'en 2010, 15% des eaux de production du gisement de Marcellus étaient rejetées dans l'environnement après traitement. Le traitement consistait principalement à déshuiler l'eau de production et à ajouter du sulfate de sodium pour précipiter les sels et métaux (les résidus solides du traitement sont enfouis).

<sup>71</sup> Par exemple : les eaux de production du gisement de Marcellus contiennent classiquement de 2 000 à 8 000 mg/l de barium, de 1 000 à 7 000 mg/l de strontium et de 2 à 15 mmol/l d'ion bromure.

Les auteurs de l'étude ont concentré leur travail sur l'étude de l'impact environnemental d'un site de traitement en Pennsylvanie (« Josephine brine treatment facility ») qui traite à la fois les eaux de production issues du gisement non conventionnel de Marcellus et les eaux de production de gisements conventionnels. En 2010 et jusqu'à septembre 2011, plus de 50% des eaux traitées sur ce site provenaient des puits d'exploitation du gisement non conventionnel de Marcellus.

Entre août 2010 et novembre 2012, les auteurs ont analysé les concentrations en Cl, Br, SO<sub>4</sub>, Ca, Na, Mg, Ba et Sr, ainsi que l'alcalinité et les rapports isotopiques δ<sup>18</sup>O, δ<sup>2</sup>H, <sup>87</sup>Sr/<sup>86</sup>Sr et <sup>228</sup>Ra/<sup>226</sup>Ra des effluents du site de traitement, ainsi que du cours d'eau dans lequel les eaux traitées sont rejetées. Ils ont pour cela prélevé l'eau en amont du site et en plusieurs points à l'aval. Les auteurs constatent que, malgré le traitement, les rejets ont un impact environnemental, dans la mesure où les concentrations mesurées à l'aval du site dépassent celles mesurées à l'amont. Les résultats montrent par exemple que les concentrations en ions chlorure et en brome mesurées à l'aval du site sont significativement supérieures à celles mesurées à l'amont (cf. fig. 16).

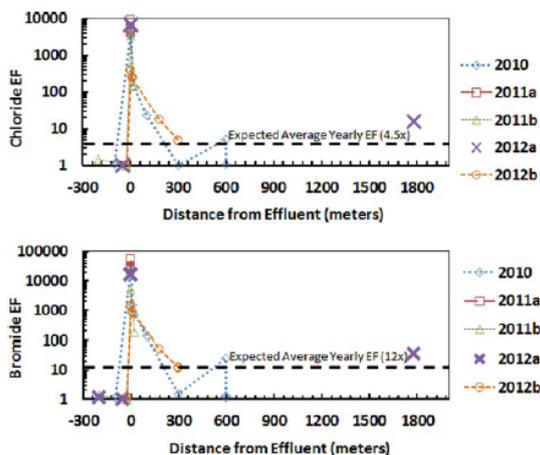


Figure 3. a and b. Surface water enrichment factors (EFs) in logarithmic scale of Cl and Br plotted versus distance from the discharge site of the investigated treatment facility in western PA. EFs were calculated relative to upstream surface water concentrations for each of five sampling events. Samples plotted upstream (values on the X-axis between -300 and -25) include both surface water samples collected directly upstream of the discharge site as well as acid mine drainage (AMD) contribution to the stream near the facility. The data show variability in concentrations during the same sampling event at the same distance downstream due to differential mixing of the effluents and river waters perpendicular to streamflow. Values of the calculated average yearly EFs within the stream are marked in dashed lines.

Figure 16 : Facteurs d'enrichissement des concentrations en ions chlorure et en brome mesurées en différents points à l'aval du rejet du site de traitement « Josephine brine treatment facility » par rapport aux concentrations mesurées à l'amont du site [17]

Si le traitement apparaît particulièrement efficace pour réduire les concentrations en barium et en radium, il ne semble en revanche **pas efficace pour réduire les concentrations en ions chlorure et en brome**. Les auteurs constatent que **le traitement enrichit les rejets en sulfates** (cf. tab. 2).

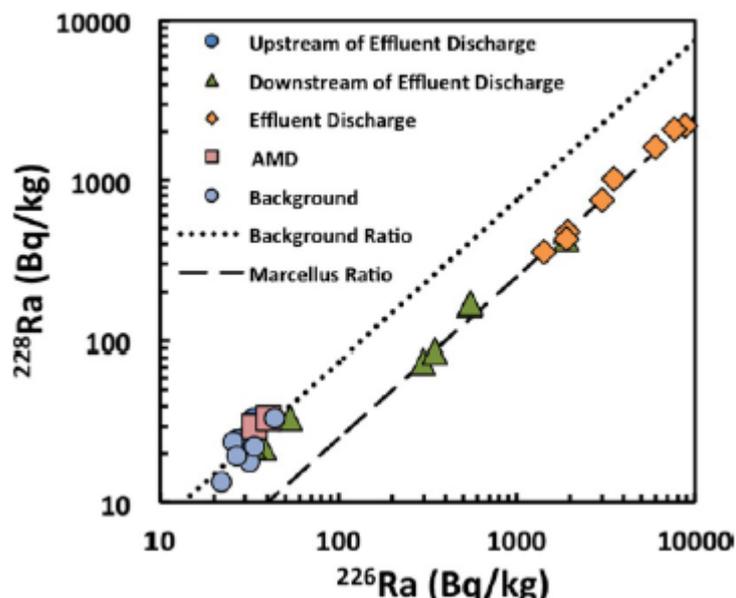
Table 2. Comparison of the Mean Values of Major Elements and Selected Isotopic Ratios Reported for Brines from Upper Devonian Formations, Marcellus Flowback and Produced Waters, Brines from Lower Devonian or Older Formations, And Wastewater Effluent from the Josephine Brine Treatment Facility in Western PA<sup>a</sup>

mean values of produced water and flowback compared to discharge	TDS ppm	Cl ppm	Br ppm	SO <sub>4</sub> ppm	Ca ppm	Mg ppm	Sr ppm	Na ppm	Ba ppm	Ra-226 pCi/L	Ra-226 (Bq/L)	Ra-228 pCi/L	Ra-228 (Bq/L)	<sup>87</sup> Sr/ <sup>86</sup> Sr	δ <sup>2</sup> H	δ <sup>18</sup> O
<sup>a</sup> Upper Devonian	120 791	84 861	787	214	13 495	1920	586	34 150	332	700	26	452	17	0.71906	-41.25	-4.50
<sup>b</sup> Marcellus	93 170	69 516	744	21	9634	1056	1594	28 050	1692	3231	120	2739	101	0.71145	-40.47	-1.87
<sup>b,c</sup> Lower Devonian or Older	216 482	139 198	1283	222	23 766	2393	3491	55 625	1361	2739	101	2739	101	0.71145	-40.47	-1.87
Effluent 2010–2012 (treated discharge)	98 899	81 771	643	1092	12,710	830	1363	27 670	13	4	0.15	2	0.09	0.71047	-44.14	-4.33

<sup>a</sup>Note that barium and radium are reduced in the effluent relative to Marcellus flowback waters. <sup>b</sup> Only 2 measurements available. <sup>c</sup>Major element chemistry data from Dresel and Rose (2010) and Osborn and McIntosh (2010). Strontium isotope values from Chapman et al (2012) and Osborn and McIntosh 2012. Radium isotope values from Rowan et al 2010.

Tableau 2 : Comparaison de la qualité d'eaux de production de Pennsylvanie avec celle de l'eau rejetée par le site de traitement « Josephine brine treatment facility » [17]

Les résultats mettent également en évidence un enrichissement en radium dans les eaux et les sédiments jusqu'à environ 200 mètres en aval du point de rejet : **l'activité du radium dans les sédiments du cours d'eau au point de rejet est 200 fois plus importante qu'à l'amont** (cf. fig. 17).



**Figure 4.** Activities of  $^{228}\text{Ra}$  versus  $^{226}\text{Ra}$  (Bq/kg) in river sediments collected upstream, adjacent, and downstream of the wastewater discharge site. Note that the maximum of both  $^{226}\text{Ra}$  (8732 Bq/kg) and  $^{228}\text{Ra}$  (2072 Bq/kg) activities were from samples collected in river sediments adjacent (<10 m) to the effluent discharge point and are 200 times greater than any sediment sample collected upstream of the facility or any background sediment samples collected from other western PA surface waters. The  $^{228}\text{Ra}/^{226}\text{Ra}$  ratio (0.22 - 0.27) in the sediments at the discharge point is consistent with Marcellus brine and flowback waters (dashed line; ratio = 0.25). This isotopic signature measured in sediments from the discharge site is distinct from any background river sediment samples and acid mine drainage (AMD) with higher  $^{228}\text{Ra}/^{226}\text{Ra}$  ratios (0.56–0.97; dotted line ratio of 1).

*Figure 17 : Activités volumiques du radium-226 et du radium-228 mesurées dans les sédiments collectés en différents points autour du rejet du site de traitement « Josephine brine treatment facility » [17]*

#### 6.2.1.2 REDUCTION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL PAR TRAITEMENT CONJOINT DES EAUX DE PRODUCTION ET DES EAUX DE DRAINAGE MINIER ACIDE

Une étude publiée en 2014 par Duke University s'est intéressée au mélange des eaux de drainage minier acide (DMA) avec les eaux de production des gisements de gaz de schiste pour traiter conjointement ces deux types d'eau [18]. **Le mélange de ces 2 eaux conduit à une amélioration de leur qualité et donc à la réduction de leur impact environnemental en cas de rejet.**

Les auteurs de l'étude ont échantillonné des eaux de DMA de mines de charbon en Pennsylvanie et des eaux de production issues de puits d'exploitation du gisement de Marcellus. Ils ont réalisé différents mélanges de ces eaux en laboratoire et analysé la chimie des eaux obtenues, caractérisé les précipités qui se forment et réalisé des modélisations à l'aide du code géochimique PHREEQC.

Les auteurs montrent ainsi que le mélange des deux eaux réduit les concentrations de barium, strontium et radium-226 dans les eaux de production et de sulfates, fer et bicarbonates dans les eaux de DMA. Le mélange apparaît en revanche conservatif pour les ions chlorure, sodium et magnésium. Les auteurs soulignent que la réduction de la concentration en barium, strontium et radium est d'autant plus efficace, que la part d'eau de DMA dans le mélange est grande. Les résultats expérimentaux indiquent que la majorité de la précipitation se produit dans les 10 premières heures de mélange.

Les indices de saturation calculés avec PHREEQC montrent que les mélanges tendraient à précipiter de la barite ( $\text{BaSO}_4$ ), de la célestite ( $\text{SrSO}_4$ ), ainsi que de la calcite ( $\text{CaCO}_3$ ), du gypse ( $\text{CaSO}_4$ ), de l'hématite ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) et de la sidérite ( $\text{FeCO}_3$ ). Les analyses DRX des résidus solides des mélanges ont confirmé la précipitation de sulfates de barium/strontium. De plus, la mesure de l'activité volumique des résidus solides indique la précipitation de radium. La masse totale de précipités a été estimée par modélisation à  $\sim 2,5$  g/l d'eau de DMA composant le mélange. La masse totale de précipités obtenue pour le traitement des eaux de production d'un puits d'exploitation du gisement de Marcellus avoisinerait donc les 10 000 kg.

**Le mélange des eaux de DMA et des eaux de production entraîne la formation de précipités et conduit à l'obtention d'un mélange dont la qualité est meilleure que celle des eaux initiales**, ce qui tendrait à réduire l'impact environnemental du rejet de ces eaux. Les auteurs attirent l'attention sur le fait que les précipités obtenus contiennent du radium et sont donc des déchets solides radioactifs qui doivent être traités comme tels (stockage dans des sites spécifiques ou mélange avec des solides non radioactifs pour réduire l'activité volumique).

De plus, les eaux de mélange pourraient éventuellement être utilisées lors des opérations de fracturation hydraulique, ce qui permettrait de réduire les prélèvements d'eau douce.

## 6.2.2 INJECTION DANS LES FORMATIONS SOUTERRAINES

Il existe six différentes classes de puits d'injection aux ÉUA qui diffèrent par l'activité industrielle concernée et la profondeur d'injection.

Les puits de la classe n°2 concernent les injections de fluide dans le sous-sol liées à l'industrie du pétrole et du gaz<sup>72</sup>. L'injection peut-être réalisée à des fins de récupération assistée (injection de saumure, d'eau, de vapeur, de polymères et de dioxyde de carbone pour accroître la production des hydrocarbures), de stockage temporaire/saisonnier des hydrocarbures (en cavités salines par exemple) ou de stockage définitif des effluents de l'industrie, comme les eaux de production.

---

<sup>72</sup> Pour plus de détails, consulter : <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/>

Il y a actuellement plus de 144 000 puits de classe 2 en opération aux ÉUA. La plupart des puits se trouvent au Texas, en Californie, dans l'Oklahoma et au Kansas. Le volume total de saumure injecté quotidiennement dans le sous-sol des États-Unis d'Amérique dépasse les 2 millions de gallons (soit >7 600 m<sup>3</sup>/jour).

L'USGS mène actuellement un programme de recherche sur la **sismicité induite** par les opérations d'injection et déploie des stations sismiques pour mieux caractériser ces événements et leur origine. Sur l'ensemble des puits de classe 2 en opération aux ÉUA, l'USGS constate que peu produisent des événements sismiques de magnitude supérieure à 2 ou 2,5<sup>73</sup> [19].

Les géophysiciens de l'USGS observent que les événements sismiques enregistrés lors de l'injection des eaux de production à des fins de stockage dans le sous-sol sont plus nombreux que ceux enregistrés lors des opérations de fracturation hydraulique. Les injections à des fins de stockage sont en effet plus enclines à induire des événements sismiques, dans la mesure où, comparé aux opérations de fracturation :

- les volumes de fluide injectés sont plus grands ;
- les durées de sollicitation sont supérieures ;
- les profondeurs d'injection sont plus grandes (sollicitation du socle fracturé).

### 6.2.3 REUTILISATION DES EAUX DE PRODUCTION

Les eaux de production peuvent être réutilisées lors d'opérations pétrolières (par exemple : forages, fracturations hydrauliques, récupération secondaire), mais également pour d'autres activités industrielles, ou encore l'agriculture et les usages municipaux<sup>74</sup>.

La possibilité de pouvoir réutiliser les eaux de production pour de nouvelles opérations dépend de 3 facteurs :

- la quantité d'eau produite ;
- la durée dans le temps de la production ;
- la qualité de l'eau produite.

Le transport et le stockage des eaux nécessitent des moyens logistiques qui varient en fonction des quantités d'eau produites et de la durée de la production d'eau. En fait, ils dépendent principalement de la quantité d'eau de formation contenue dans le gisement.

Dans le cas de la réutilisation des eaux de production pour le forage et la fracturation de nouveaux puits, le volume d'eau n'est pas suffisant (il couvre au maximum 10% des besoins) et un **approvisionnement en eau douce reste donc nécessaire**. L'eau douce peut-être prélevée en surface (par exemple dans les rivières ou des étangs) ou dans les nappes d'eau souterraines.

---

<sup>73</sup> Les événements induits par les opérations d'injection peuvent avoir des magnitudes élevées (M>5), comme en Virginie, où a été enregistré un événement de magnitude M=5,8 en août 2011, ou en Oklahoma, où a été enregistré un événement de magnitude M=5,6 en novembre 2011.

<sup>74</sup> Dans certains états, les eaux de production sont épandues sur les routes pour réduire la poussière et prévenir l'apparition de verglas (« dust and ice control »).

Pour pouvoir être utilisée lors d'une opération de fracturation hydraulique, les eaux de production doivent avoir une salinité réduite, peu de solides/particules en suspension, des concentrations en calcium, magnésium, barium et sulfates faibles<sup>75</sup> et également contenir peu de bactéries<sup>76</sup>, au risque d'entraver la performance de l'opération de fracturation (augmentation des frottements, bouchage du puits par « entartage », perte d'efficacité des biocides...).

La qualité des eaux de production peut être modifiée par mélange avec de l'eau douce (ajustement de la salinité), filtration simple (piégeage des solides/particules en suspension), filtration poussée ou traitement chimique (piégeage des agents « entartrants » et des bactéries).

En 2012, l'état de la Pennsylvanie a enregistré qu'environ 87% des eaux de production du gisement non conventionnel de Marcellus avaient été recyclées lors de nouvelles opérations de fracturation.

---

<sup>75</sup> Ca, Mg, Ba, SO<sub>4</sub> peuvent précipiter et colmater les canalisations ou le puits. On peut les qualifier d'agents « entartrants » (en anglais : « scale causing compounds » ou « hardness compounds »).

<sup>76</sup> Une attention particulière doit être portée aux bactéries sulfato-réductrices qui produisent de l'H<sub>2</sub>S.

## **7. POINTS CLEFS IDENTIFIÉS LORS DE LA MISSION**

Différents intervenants de la filière Gaz de schiste aux États-Unis d'Amérique (industriels, institutionnels, équipes de recherche universitaires) ont été contactés. Les échanges et les rencontres qui ont suivi ont permis d'identifier des publications clefs et de faire le point sur les techniques d'exploitation des gaz de schiste ainsi que sur la gestion des impacts environnementaux. Le séjour de 3 mois aux États-Unis d'Amérique a permis d'identifier un certain nombre de points clefs, qui sont résumés ci-après.

1. La **fracturation à l'eau « glissante »** (« slickwater ») est l'opération de fracturation la plus réalisée aux États-Unis d'Amérique pour l'exploitation des gisements d'hydrocarbures de schiste. À ce jour, il s'agirait de la solution de fracturation la plus intéressante économiquement pour les opérateurs.

Les techniques de fracturation sans eau et celles nécessitant peu d'eau ne sont pas encore très développées. Elles sont utilisées localement, par exemple lorsque l'injection d'une trop grande quantité d'eau risquerait d'endommager la formation cible. Il faut noter qu'une grande partie de ces techniques est en développement et n'a pas encore fait l'objet de tests sur site.

2. La production des hydrocarbures de schiste s'accompagne d'une **production d'eau** plus ou moins importante selon le gisement.

En moyenne, d'après SCHLUMBERGER, 20 à 30% de l'eau injectée lors des opérations de fracturation sont récupérés dans les premiers mois d'exploitation d'un puits fracturé, et 40% à 50% de l'eau injectée sont récupérés à la fermeture du puits. Le reste de l'eau injectée reste dans la formation cible.

Les puits produisent également de l'eau de formation. La quantité produite est généralement faible, mais il peut arriver que les opérations de fracturation connectent le puits à une formation aquifère directement adjacente à la formation cible. La production d'eau de formation devient alors significative.

Les eaux de production sont constituées du mélange entre l'eau de fracturation et l'eau de formation. Les solutions de gestion des eaux de production incluent l'injection dans des formations profondes, le rejet dans l'environnement après traitement (par exemple en rivières) ou encore la réutilisation pour d'autres opérations de fracturation hydraulique. La réutilisation est notamment pratiquée lorsque l'approvisionnement en eau douce est restreint ou que les prélèvements d'eau dans le milieu naturel sont très réglementés.

3. Étant donné que seuls 50% de l'eau injectée sont récupérés, un **apport extérieur en eau** reste nécessaire, même si l'opérateur choisit de réutiliser les eaux de production pour ses futures opérations de fracturation hydraulique.

Traitées, les eaux produites par les gisements d'hydrocarbures conventionnels pourraient être une source d'eau alternative. Ces eaux sont aujourd'hui principalement injectées dans des formations souterraines et leur réutilisation pour la production des hydrocarbures de schiste est à ce jour peu développée, vraisemblablement en raison du coût des traitements à mettre en œuvre.

4. À ce jour, une quinzaine d'états impose aux opérateurs de « **dévoiler** » **la liste des produits chimiques** qu'ils utilisent lors des opérations de fracturation hydraulique. Les listes sont publiées sur Internet. Certains opérateurs ont mis en place des programmes pour identifier les composants des produits chimiques qu'ils utilisent et remplacer ceux qui sont les plus dangereux pour l'homme et l'environnement.
5. La caractérisation géologique, la conception du puits et l'identification des anciens puits abandonnés autour du site de fracturation font partie des points essentiels pour **prévenir tout risque d'impact** des opérations de fracturation sur la ressource en eau souterraine.

La réalisation d'un état zéro (ou « ligne de base ») permet d'identifier les impacts préexistants. En l'absence d'état zéro précis et fiable, il est éventuellement possible de tracer les origines des impacts mis en évidence postérieurement aux opérations de fracturation, mais le retour d'expérience montre que dans ce cas, une conclusion consensuelle entre les différents intervenants est difficile à obtenir.

En ce qui concerne les impacts sur la ressource en eau souterraine, le contexte manque de transparence, dans la mesure où i) les opérateurs ne donnent pas un accès public aux données de surveillance environnementale qu'ils acquièrent ; ii) l'encadrement réglementaire des activités d'exploitation des hydrocarbures de schiste est régi au niveau des états et non au niveau fédéral ; iii) les réseaux de surveillance publics ne sont pas suffisamment denses ; et iv) en cas de litige, les opérateurs et les plaignants tendent à s'accorder sur un dédommagement incluant une clause de confidentialité qui restreint l'accès au puits concerné ou à la ressource potentiellement impactée.

## **8. RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES**

- [1] GANDOSSO, L. (2013) « An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production ». Rapport du Joint Research Centre de la Commission européenne n°EUR 26347 EN, consultable en ligne.
- [2] BATAILLE C. et LENOIR J.-C. (2013) « Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. » Rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), consultable en ligne.
- [3] KALAYDJIAN F. et GOFFE B. (2012) « Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roches mères. » Rapport de l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (ANCRE), consultable en ligne.
- [4] KING, G. (2012) « Hydraulic fracturing 101: what every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, university researcher, neighbor and engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells. » Article de la Society of Petroleum Engineers (SPE) n°152596.
- [5] Resources for the Future (2013) « The state of state shale gas regulation. » Rapport consultable en ligne.
- [6] Ohio Department of Natural Resources (2008) « Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio. » Rapport n°080901, consultable en ligne.
- [7] BRANTLEY S. L. et al. (2014) « Water resource impacts during unconventional shale gas development: The Pennsylvania experience. » *International Journal of Coal Geology*, **126**, p. 140-156.
- [8] VIDIC R. D. et al. (2013) « Impact of shale gas development on regional water quality. » *Science*, **340**(6134).
- [9] MOLOFSKY L. J. et al. (2011) « Methane in Pennsylvania water wells unrelated to Marcellus Shale fracturing. » *Oil and gas journal*, 5 décembre 2011, p. 54-67.
- [10] OSBORN S. G. et al. (2011) « Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. » *Proceedings of the National Academy of Sciences*, **108**(20), p. 8172-8176.
- [11] WARNER N. R. et al. (2012) « Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania. » *Proceedings of the National Academy of Sciences*, **109**(30), p. 11961-11966.
- [12] JACKSON R. B. et al. (2013) « Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction. » *Proceedings of the National Academy of Sciences*, **110**(28), p. 11250-11255.

- [13] WARNER N. R. et al. (2013) « Geochemical and isotopic variations in shallow groundwater in areas of the Fayetteville Shale development, north-central Arkansas. » *Applied Geochemistry*, **35**, p. 207-220.
- [14] U.S. Environmental Protection Agency (2011) « Investigation of ground water contamination near Pavillion, Wyoming. » Rapport en version projet consultable en ligne.
- [15] VEIL J. A. (2010) « Water management technologies used by Marcellus shale gas producer. » Rapport final de l'Office of Fossil Energy n°FWP 49462, consultable en ligne.
- [16] LUTZ B. D. (2013) « Generation, transport, and disposal of wastewater associated with Marcellus Shale gas development » *Water Resources Research*, **49**, p. 647-656
- [17] WARNER N. R. et al. (2013) « Impacts of shale gas wastewater disposal on water quality in western Pennsylvania. » *Environmental Science & Technology*, **47**(20), p. 11849-11857.
- [18] KONDASH A. J. et al. (2014) « Radium and barium removal through blending hydraulic fracturing fluids with acid mine drainage. » *Environmental Science & Technology*, **48**(2), p. 1334-1342.
- [19] National Research Council (2013) « Induced seismicity potential in energy technologies. » Rapport consultable en ligne.

## 9. LISTE DES ANNEXES

<b>Repère</b>	<b>Désignation</b>	<b>Nombre de pages</b>
Annexe 1	Liste des personnes contactées ou rencontrées durant la mission	2 pages A4
Annexe 2	Impacts de l'exploitation des gaz de schiste sur la qualité de la ressource en eau souterraine : exemple de la ville de Pavillion dans le Wyoming	3 pages A4



# **ANNEXE 1**

Liste des personnes contactées ou rencontrées durant la mission

2 pages A4



## Liste des personnes contactées ou rencontrées durant la mission

Nom et qualité	Organisme	Nature des échanges
ABAD Jorge Professeur	University of Pittsburgh	Rencontre à Pittsburgh (PA) le 31 janvier 2014
ARJMAND Sina Doctorant	University of Pittsburgh	Rencontre à Pittsburgh (PA) le 31 janvier 2014
CADENHEAD John Strategy manager	SCHLUMBERGER	Rencontre à Houston (TX) le 18 février 2014
CLARK Brian Senior production and completions engineer	SCHLUMBERGER	Rencontre à Houston (TX) le 18 février 2014
COOK Robert Senior process engineer	VEOLIA	Entretien téléphonique
DELPORTE Vincent Counselor for ecology, energy and climate change	Ambassade de France aux États-Unis d'Amérique	Entretien téléphonique et échanges de courriels
HICKMAN Steve Chercheur en géophysique	USGS	Rencontre à Menlo Park (CA) le 13 février 2014
KING George Distinguished engineering advisor	APACHE CORPORATION	Échanges de courriels
KREBS Serge Délégué du CSER à Houston	Ambassade de France aux États-Unis d'Amérique	Échanges de courriels
LAGARDE Frédéric Ingénieur	TOTAL E&P (détaché à HALLIBURTON)	Entretien téléphonique
MANTELL Matt Engineering advisor Completions technology	CHESAPEAKE ENERGY	Entretien téléphonique
McGARR Art Chercheur en géophysique	USGS	Rencontre à Menlo Park (CA) le 24 février 2014
MERVANT Yannick VIE	TOTAL	Entretien téléphonique

<b>Nom et qualité</b>	<b>Organisme</b>	<b>Nature des échanges</b>
PLACE Andrew Executive director	Center for sustainable shale development	Rencontre à Pittsburgh (PA) le 30 janvier 2014
ROPER John Senior manager Onshore communications	HESS CORPORATION	Entretien téléphonique
SALTER Richard Shale exploration & appraisal manager	SCHLUMBERGER	Rencontre à Houston(TX) le 18 février 2014
TODD Bridget Manager Environmental conformity Pressure pumping	BAKER HUGHES	Rencontre à Tomball (TX) le 20 février 2014
VENGOSH Avner Professeur	Duke university	Rencontre à Duke university (NC) le 27 janvier 2014
VINCENT Pierre-Édouard Senior deepwater well engineer	SHELL	Entretien téléphonique
WEISS Stéphanie Senior research & technology support coordinator	BAKER HUGHES	Rencontre à Tomball (TX) le 20 février 2014
ZOBACK Mark Professeur	Stanford university	Rencontre à Stanford university (CA) le 5 février 2014

## **ANNEXE 2**

Impacts de l'exploitation des gaz de schiste sur la qualité de la ressource en eau  
souterraine : exemple de la ville de Pavillion dans le Wyoming

3 pages A4



## **Impacts de l'exploitation des gaz de schiste sur la qualité de la ressource en eau souterraine : exemple de la ville de Pavillion dans le Wyoming**

L'exploitation du gisement à l'aplomb de la ville de Pavillion (comté de Fremont, état du Wyoming) a débuté dans les années 1960 et s'est intensifiée dans les années 1990.

En 2005, des habitants se plaignent de malaises et rapportent que leur eau potable est noire, qu'elle a l'odeur de produits chimiques et de carburant et qu'elle contient notamment de l'arsenic. Tout en ne reconnaissant pas être responsable de la contamination, la société ENCANA, qui possède les puits d'exploitation de gaz dans la région, finance des livraisons d'eau ou des systèmes de traitement à certaines familles.

Dans un rapport en version projet de décembre 2011, l'USEPA a indiqué avoir mis en évidence la présence de méthane dissous et de composés chimiques pouvant être associés aux opérations d'exploitation du gaz naturel dans les eaux de l'aquifère utilisé pour l'AEP. L'USEPA a relevé plusieurs origines de contamination possibles, mais n'a jamais publié de version finale de son rapport.

### *A) Contexte*

La « Wind River Formation » (Éocène) est la principale ressource souterraine en eau potable de la ville de Pavillion. L'eau est prélevée dans les couches supérieures de la formation par des puits privés. La base de la « Wind River Formation » et la « Fort Union Formation » (Paléocène) sous-jacente sont exploitées pour le gaz naturel. Les 2 formations sont constituées d'intercalaires grès/passées argileuses dessinant des structures chenalisantes. Le gisement de gaz naturel de Pavillion n'est pas un gisement d'hydrocarbures de schiste.

La profondeur maximale des puits d'AEP est de 244 mètres. Les opérations de fracturation hydraulique<sup>77</sup> ont été réalisées à partir de 372 mètres de profondeur. Ici, la distance verticale qui sépare les opérations de fracturation hydraulique de la ressource en eau est donc seulement de 128 mètres.

À noter que la région compte également 33 fosses (« pits ») dans lesquelles ont été entreposées dans le passé boues de forage, débris solides (« cuttings ») et eaux de production.

### *B) Étude menée par l'USEPA entre 2009 et 2011*

À la demande d'habitants, l'USEPA a réalisé des campagnes de prélèvement des eaux de mars 2009 à avril 2011. Un rapport d'étude est sorti en version projet en décembre 2011 [14]. En plus de faire des prélèvements dans les puits d'AEP, l'USEPA a réalisé des prélèvements dans des puits de monitoring situés à côté des fosses et a foré 2 nouveaux puits de monitoring plus profonds dans l'aquifère (l'un à ~235 m et l'autre à ~295 m de profondeur).

---

<sup>77</sup> Le recours à la fracturation hydraulique n'est pas limité aux gisements non conventionnels. La fracturation hydraulique est une technique également couramment utilisée pour « stimuler » les gisements conventionnels, comme à Pavillion.

Dans son rapport, l'USEPA a indiqué avoir mis en évidence la présence de méthane dissous et de composés pouvant être associés aux opérations de fracturation hydraulique dans les eaux de l'aquifère. De plus, l'USEPA a déconseillé aux habitants de boire l'eau ou de l'utiliser pour cuisiner et leur a également recommandé d'ouvrir leurs fenêtres quand ils se douchent ou lavent leur linge pour éviter toute accumulation de méthane dans leur habitation.

L'USEPA a relevé plusieurs origines de contamination possibles :

- fuites depuis les fosses ;
- fuites depuis des puits fuyards (l'USEPA relève plusieurs défauts/absences de cimentation sur les puits producteurs) ;
- fuites via les fractures créées par les opérations de fracturation (l'USEPA note qu'il n'y a pas de « barrière lithologique » -couverture- efficace pouvant s'opposer à l'extension verticale des fractures).

En parallèle de la sortie du rapport en version projet, l'USEPA avait annoncé vouloir faire évaluer ses résultats par un comité scientifique indépendant. Le public était invité à s'exprimer sur le rapport et à proposer des noms pour la composition de ce comité. La date de clôture de la consultation du public a été repoussée par 3 fois : d'abord prévue en octobre 2012, elle a été repoussée une première fois en janvier 2013, puis finalement une seconde fois en septembre 2013.

Différents experts et bureaux d'étude ont rédigé des documents critiquant l'étude et le rapport de l'USEPA de décembre 2011, notamment sur les points suivants :

- La profondeur de l'exploitation : la distance verticale entre les opérations de fracturation hydraulique et les puits d'AEP est très faible à Pavillion (~130 m). Dans le cas de l'exploitation des gaz de schiste, les distances verticales sont beaucoup plus grandes.
- L'étude de l'USEPA ne montre pas que la fracturation hydraulique est la cause de la contamination. Plusieurs causes possibles sont citées, comme les fuites liées aux fosses et aux défauts de cimentation des puits.
- Les puits de monitoring forés par l'USEPA sont plus profonds que les puits domestiques d'AEP : l'USEPA aurait en fait foré dans les formations réservoir et non dans la nappe.
- Les résultats d'analyse de l'USEPA entre les puits domestiques d'AEP et les forages de monitoring profonds sont très différents. Cela pourrait montrer qu'il n'y a pas de communication verticale et qu'il n'y a pas de contamination de la nappe par les opérations d'exploitation du gaz.
- Le forage des 2 puits de monitoring de l'USEPA a été réalisé avec une boue à haute densité au carbonate de calcium (« dense soda ash ») et aurait pu contaminer les eaux de la nappe. Ce type de boue a notamment un pH alcalin (~11) alors que les fluides utilisés par ENCANA pour les opérations de fracturation aurait plutôt un pH proche de la neutralité (6,5 ou 7).
- La méthodologie de prélèvement et la qualité des analyses réalisée par l'USEPA dans les 2 nouveaux forages de monitoring profonds serait critiquable, dans la mesure où :

- Les blancs de laboratoire (« ultra purified water samples ») contiendraient certains des composés incriminés, ce qui montreraient qu'ils ont vraisemblablement été contaminés.
- Certains échantillons auraient été stockés avant leur analyse au-delà des temps conseillés.
- Seulement 2 campagnes de prélèvement ont été réalisées alors qu'il en faudrait 8 ou 10 pour avoir une représentativité statistique.
- Le camion pour transporter l'eau nécessaire au forage aurait très bien pu être utilisé auparavant par le foreur pour réaliser d'autres forages avec d'autres fluides et donc contaminer la nappe.
- La purge des forages avant prélèvement n'aurait pas été suffisante pour être certain que l'eau prélevée soit bien l'eau de la formation et non les résidus des fluides de forage.

D'un point de vue plus général, les détracteurs à l'étude de l'USEPA font remarquer que le gisement de Pavillion n'est pas un gisement d'hydrocarbures de schiste. Les roches des gisements de gaz de schiste sont des roches très peu perméables, par opposition au grès du gisement Pavillion qui est une roche perméable.

Aucun document officiel n'a jamais été rédigé par l'USEPA en réponse à ces différentes critiques.

En juin 2013, l'USEPA a annoncé (1) mettre fin à son étude à Pavillion, (2) abandonner l'idée de soumettre le rapport à un comité scientifique, et (3) ne plus intervenir sur ce site, si ce n'est en appui aux agences de l'état du Wyoming.

À la même période, la Wyoming Natural Resource Foundation a reçu un financement de 1,5 MUS\$ de la société ENCANA pour financer la poursuite de l'étude par les agences de l'état du Wyoming. L'état prévoyait d'analyser les eaux de 14 puits domestiques d'AEP. Le rapport final de cette nouvelle étude devrait sortir le 30 septembre 2014.