De la fracturation hydraulique

Collectif 07

16 juin 2011

Table des matières

DEFINITION DES GAZ NON-CONVENTIONNELS 3
Définitions et Caractéristiques 3

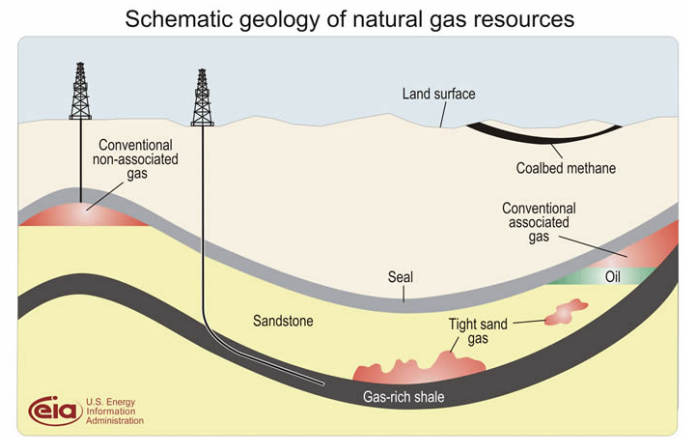
STIMULATION DES PUITS HORIZONTAUX POUR LE GAZ DE SCHISTE 5
1 – Evaluation de la prospection sismique 5
2 – Définition de la zone de production de gaz de schiste 5
3 – Opération de forage utilisant la technique des puits multiples 5
4 – Cycle de forage 6
5 – Les tubes et cuvelages (*Well casings*) 7
6 – La dernière opération avant la fracturation hydraulique 8
7 – Stimulation des puits verticaux par fracturation hydraulique 9
8 – Stimulation des puits horizontaux par fracturation hydraulique 9
Fluides de fracturation 11
Séquence de pompage des fluides pour une opération de fracturation classique 12
Phase de production de gaz 14
Tableau : Volumes de fluides de retour à traiter 14
Re-fracturation 15

EQUIPEMENT NECESSAIRE POUR UNE SIMPLE FRACTURATION HYDRAULIQUE 15
Tableau : Planning des opérations avant la mise en production d'un *well pad* de 6 puits 16
Tableau : Nombre de rotations de camions 17
Tableau : Résumé des ressources nécessaires pour la première fracturation 18
Tableau : Résumé des ressources nécessaires pour le scenario de refracturation 18
Pollution de l'Air 18
Tableau : principales sources d'émission de CO_2 pour la complétion d'un puits de gaz de schiste 18
Pollution des sous-sols : Du gaz dans l'eau ? Le chaos non linéaire de la fracturation hydraulique 19
Pollution Sonore 23
Pollution des paysages 23
Circulation Routière 23
A propos du matériel de forage et de fracturation 24
1 – La réglementation du travail 24
2 – La réglementation sur les appareils électriques et les appareils à pression 24
3 – L'archéologie préventive 25

ET SI NOUS PARLIONS OU 25

TAUX DE RETOUR ENERGETIQUE (EROI) 25

Définition des gaz non conventionnels[1]



Comme cela est souvent le cas avec les notions définies négativement, les gaz dits « non conventionnels » regroupent différents types de réserves. La notion a d'ailleurs évolué avec le temps. Dans le passé on avait ainsi l'habitude d'y inclure toutes réserves différentes de celles exploitées par les technologies courantes (ainsi selon les époques, les gaz acides, les gaz haute température-haute pression, les gisements offshore sous très grande hauteur d'eau, les gisements gaziers très profondément enfouis ont pu être qualifiés de non conventionnels).

Définitions et Caractéristiques

Les gaz non conventionnels sont de natures variées, mais ils ont en commun de nécessiter, pour être extraits de leurs réservoirs, des techniques de production qui se distinguent de celles utilisées pour les réserves classiques de gaz. Toutefois les gaz issus des réservoirs souterrains non conventionnels, une fois amenés à la surface, ont une composition chimique similaire au gaz naturel des gisements conventionnels (essentiellement du méthane). C'est une différence avec les réserves non conventionnelles d'huile dont beaucoup (notamment les sables bitumineux, les oil shales) nécessitent en surface un lourd traitement chimique pour être transformées en produits pétroliers commerciaux.

Dans le cas des réserves gazières conventionnelles, les hydrocarbures gazeux se sont formés à partir de diverses matières organiques (algues, végétaux, animaux…) déposées dans une roche mère, puis au cours des temps géologiques une partie des hydrocarbures a migré vers une roche-réservoir où ils ont été « piégés » (pièges structurels ou stratigraphiques) ce qui a empêché que la migration se poursuive jusqu'à la surface. La roche-réservoir a une perméabilité suffisante pour permettre l'écoulement du gaz vers des puits forés à partir de la surface, ce qui rend possible l'extraction du gaz. De façon plus précise, la roche-réservoir doit avoir une porosité suffisante : le gaz est stocké dans les pores, c'est-à-dire les petits volumes compris entre les grains de roche. La porosité est mesurée en pourcentage. Et il faut que la roche soit perméable, c'est-à-dire que les pores soient suffisamment connectés entre eux pour permettre l'écoulement du gaz vers le puits. La perméabilité est mesurée en darcy.

Par contraste avec ce cas dit conventionnel, les réserves de gaz non conventionnels se situent dans des roches réservoirs dont la nature géologique est particulière et dont la porosité mais surtout la perméabilité sont extrêmement faibles. Contrairement aux réservoirs conventionnels qui ont des perméabilités supérieures au milli-darcy, les réservoirs non conventionnels ont des perméabilités très inférieures, se mesurant en micro ou même en nano darcy. On distingue aujourd'hui 3 grands types de gaz non conventionnels.

- *tight gas*
- *coal bed methane* (CBM) ou encore *coal seam gas* (CSG) »
- *shale gas*

Le « tight gas »

Cette catégorie est celle qui se rapproche le plus des réserves conventionnelles : le gaz issu d'une roche mère analogue à celles où sont formés les gaz conventionnels, a migré vers une roche-réservoir qui a la particularité d'avoir une perméabilité très faible. En français on traduit par « gaz de réservoir compact ». Des techniques spécifiques de production doivent donc être mises en œuvre pour extraire le gaz du gisement : elles visent à accroître artificiellement la perméabilité du réservoir au voisinage du puits de production pour faciliter l'écoulement du gaz. Par contre comme les réservoirs et les pièges des réserves de « tight gas » sont similaires à ceux des gisements de gaz conventionnel, la phase d'exploration est, pour l'industrie, de même nature. Il existe aujourd'hui de nombreuses productions dans le monde qui exploitent ce type de réserves.

[1] www.ifri.org/downloads/noteenergiebweymullerproteg.pdf

Le « coal bed methane (CBM) ou encore coal seam gas (CSG) »

En français on traduit par "gaz de houille". (Mais bien sûr, il ne faut pas confondre cette ressource naturelle souterraine avec le gaz de synthèse que l'on peut obtenir en surface par traitement chimique du charbon ou du bois). Ici, le gaz se situe dans des veines de charbon qui constituent à la fois la roche mère (où s'est formé le gaz) et la roche-réservoir (où il est stocké). Le gaz est essentiellement du méthane. Il est contenu dans le charbon, un peu sous forme libre dans les espaces existant au sein de la veine de charbon, mais pour l'essentiel il est adsorbé (fixé chimiquement) sur les molécules de matières organiques. Le charbon constitue un excellent stockage de gaz : pour un même volume, le charbon retient en moyenne 5 fois plus de gaz qu'un réservoir gazier conventionnel.
Les réserves gazières de CBM sont contenues dans des couches relativement horizontales et étendues géographiquement. L'enjeu dans le cas de CBM n'est pas principalement une question d'exploration : la localisation des principaux bassins charbonniers est aujourd'hui assez bien connue dans le monde. C'est essentiellement de savoir choisir des techniques de production adaptées et pour cela des pilotes d'exploitation préliminaires sont nécessaires. Pour produire le gaz par des forages, il faut faire baisser la pression pour permettre la désorption du gaz adsorbé. Au départ la production de CBM par les puits est relativement réduite car il y a en général d'importantes venues d'eau initiales qui compliquent et retardent la production du gaz. Mais après cette phase de *dewatering*, qui peut durer 2 à 4 ans, la production s'étend ensuite sur de nombreuses années, avant de connaître un déclin rapide. Le profil de production d'un puits a ainsi une forme de cloche aplatie. On peut distinguer 3 cas d'application :

- Les zones où on entend exploiter des mines de charbon : la production du gaz enfoui répond alors aussi à un souci de sécurité de l'exploitation charbonnière (éviter le grisou)
- Les mines de charbon abandonnées
- Les couches charbonnières vierges

Cette ressource fait l'objet de productions commerciales dans différents pays (depuis plusieurs années aux États-Unis et au Canada, puis plus récemment en Australie et en Chine, à l'étude en Indonésie et en Russie).

Le « shale gas »

Dans ce troisième cas, le gaz est contenu dans des couches sédimentaires très riches en matière organique, dont la minéralogie est principalement argileuse, avec des quartzs et des carbonates qui les rendent friables et leur donne l'apparence du schiste. La traduction française « gaz de schiste » est donc géologiquement approximative.
La couche de « shale » est à la fois la roche mère et la roche-réservoir et elle « piège » le gaz (alors que dans les configurations de réserves de gaz conventionnels, les couches argileuses constituent souvent le couvercle qui assure par son imperméabilité le piégeage du gaz dans une couche réservoir gréseuse ou carbonatée)
Contrairement aux accumulations conventionnelles qui forment un gisement ponctuel sous un volume relativement concentré, une couche de « shale gas » a une importante extension géographique. Son épaisseur est très variable selon les bassins : de quelques dizaines à quelques centaines de mètres. Dans un même bassin régional, la couche est susceptible de présenter, selon les zones, des variations significatives d'épaisseur et de qualité. Son potentiel gazier dépend de sa teneur en matière organique qui est mesurée par son contenu carbone, en anglais : *Total Organic Carbon* (TOC). Aux États-Unis, les couches auxquelles on s'intéresse aujourd'hui ont en général un TOC de 2 à 5 % (certaines parties peuvent avoir des valeurs supérieures à 10 %).
L'élaboration du gaz s'est effectuée en général thermiquement (par action de la température et de la pression ce qui introduit un lien avec la profondeur d'enfouissement de la couche). Le processus de pétrogenèse qui a conduit au cours des périodes géologiques au kérogène puis au gaz peut être varié. Selon le type de kérogène et le degré d'achèvement de la maturation, on s'attend à trouver du pétrole, du gaz humide (associé à des hydrocarbures liquides) ou du gaz sec si la couche est très mature.
La bonne compréhension des mécanismes de pétrogenèse (et notamment du type de kérogène formé) est importante pour l'exploitation des ressources de *shale gas* et notamment pour optimiser les modalités de production. Dans la couche de shale, le gaz est contenu soit sous forme libre dans de petites fractures naturelles ou dans les pores qui sont les espaces libres entre les grains de roche, soit il est adsorbé sur des molécules et des ions de matières organiques. La perméabilité d'une couche de shale est très inférieure à celle d'un réservoir conventionnel (très inférieure au milli darcy) ce qui explique une productivité naturelle très faible. D'où l'enjeu de pouvoir améliorer artificiellement la perméabilité au voisinage des puits. En général, dans le cas du shale gas, il y a peu d'eau associée (mais si l'on procède à de la fracturation artificielle, il faut contrôler que les fractures artificiellement créées ne s'étendent pas en dehors de la couche productive ce qui pourrait conduire à des venues d'eaux souterraines en provenance d'horizons aquifères voisins). La couche prospective ayant une extension géographique importante et la production d'un puits, même après stimulation, étant faible, cela conduit pour l'exploitation du gaz à un mode de développement industriel très particulier (notamment pour ce qui concerne le nombre et l'espacement des puits). La couche pouvant présenter des hétérogénéités significatives selon les zones, il est important de découvrir les zones les plus favorables (*sweet spots*). Il faut aussi chercher à repérer, pour les éviter, les failles souterraines qui réduiraient la productivité des puits. Ce troisième type de gaz non conventionnel n'est aujourd'hui (2010) exploité commercialement qu'en Amérique du Nord.

Stimulation des puits horizontaux pour le gaz de schiste

Petit résumé simplifié sur les faits et données de la fracturation hydraulique

1. Evaluation de la prospection sismique

- Habituellement, la première étape dans le processus du forage est d'évaluer le réservoir potentiel de schiste. Initialement, les relevés sismiques 2-D et 3-D sont traités pour déterminer l'étendue du réservoir. Le volume de schiste est estimé en US tons[2] par acre[3] (ton / acre-ft).
- L'évaluation du Gaz en Place (GIP) est calculée à partir de la détermination géochimique en Standard Cubic Feet per Ton (scf/ton)[4] comme suit :
  - GIP = (ρ)(1359)(scf/ton) = scf/acre-ft
- Aux USA, les carottes de schiste récupérées de différentes sources (champs) aident à déterminer la viabilité commerciale du projet. Les critères sont :
  - Teneur en hydrocarbures (scf/ton), GIP
  - Maturité des shales
  - Type de Kérogen (Types I et II = huile ; type III = gaz)
  - Porosité des shales, perméabilité, saturation en huile, eau et gaz
  - Coefficient de désorption

Groupe de camions vibreurs en partance pour… ?

2. Description de la zone de production de gaz de schiste (gaz de roche-mère ou gaz de shale) :

Suivant les publications techniques du SPE (Society of Petroleum Engineers) et des compagnies de services pétroliers (Schlumberger, Haliburton, Baker Hughes, Chesapeake..,) une formation de gaz de schiste productrice inclut les caractéristiques suivantes :

- Epaisseur de la formation > à 30.5m (*100 feet*) – Aux USA, l'épaisseur moyenne est de 90 mètres.
- «*Bien délimitée et capable de contenir l'énergie générée par la fracturation hydraulique*» (Ce n'est pas de l'humour – ndlr)
- Excellente capacité en gaz ≥ 100 scf/ton
- Haute teneur en matière organique (TOC) > 3%
- Basse teneur en hydrogène
- Présence modérée d'argile avec de très faibles couches mixtes
- Composition friable du schiste, indiquée par un bas coefficient de Poisson et un module de Young élevé. Plus les schistes sont friables, plus importantes sont les fractures.
- Combinaison de la granulométrie et des structures lithologiques qui améliorent la productivité du gaz.

3. Opération de forage utilisant la technique des puits multiples (*Multi-well drilling pad*)

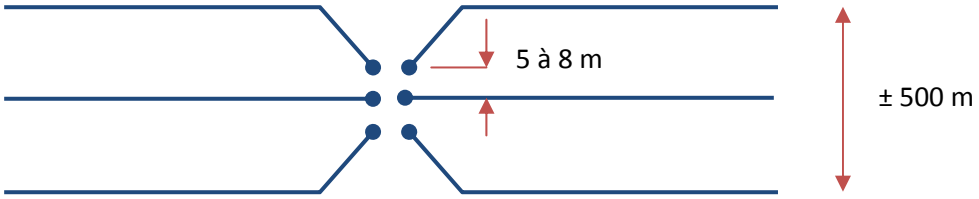
- Le forage horizontal utilisant la technique des puits multiples est maintenant la méthode de développement la plus communément utilisée, au Canada et aux USA, par exemple, dans le champ de Marcellus Shale en Pennsylvanie. Ci-dessous, est montré un '*well pad*' construit au centre d'un réseau de forages horizontaux. Il est spécifié que l'on peut forer jusqu'à 16 puits, mais plus communément 6 ou 8 puits sont forés séquentiellement en rangés parallèles. Les puits sont espacés entre eux de 5 à 8 mètres. Chaque forage horizontal a une longueur comprise entre 1 et 1.5 km mais quelques fois plus.

---

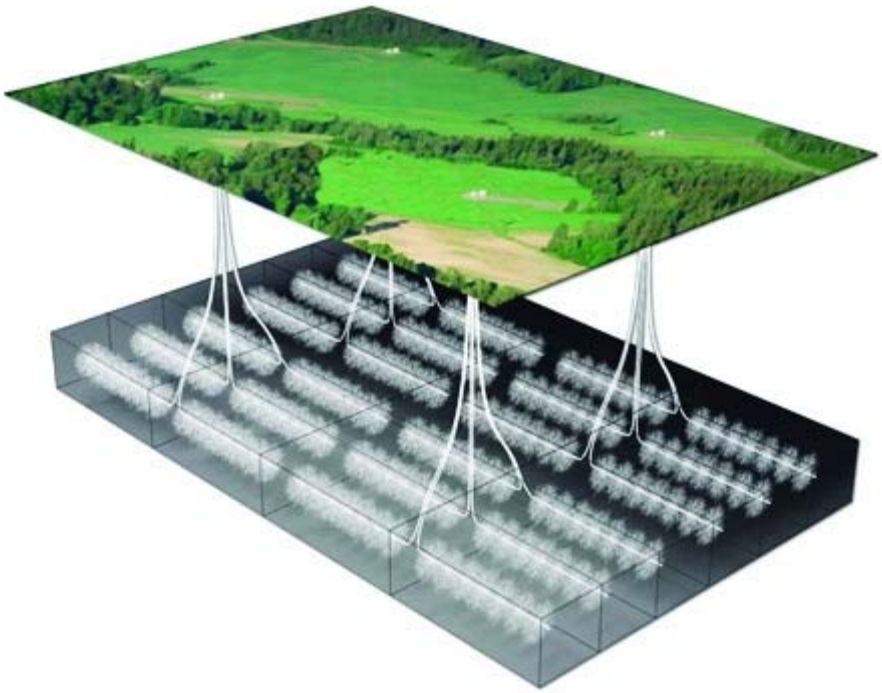
[2] 1 US Ton = 0.907 métrique tonne

[3] 1 acre = 0.4 hectare

[4] 1 scf/ton (28,32 litres à 1 atm /907 kg



- Réseaux de puits multiples: Comme les rangés de puits forés à partir de chaque *well pad* ne donnent accès qu'à une surface réduite de la formation de gaz de schiste, son développement profitable nécessite un réseau de *well pads* couvrant au maximum cette formation (Voir sketch ci-dessous). En termes d'espace entre les différents *well pads*, l'Etat de New-York (2009) recommande un espace maximum de 3.5 *well pads*/km^2



- Chaque *well pad* demande une surface de travail suffisante pour localiser le stockage des différents fluides et l'équipement nécessaire avec le grand nombre d'opérations de fracturation hydraulique aussi bien que le matériel nécessaire aux opérations de forage vertical puis horizontal.
- D'après les informations de l'Etat de New York (2009), la surface moyenne d'un *well pad* est de 1.5 à 2 hectares pendant la phase de forage et de fracturation. Puis, la surface moyenne d'un *well pad* est de 0.4 à 1.2 hectares pendant la phase de production de gaz.

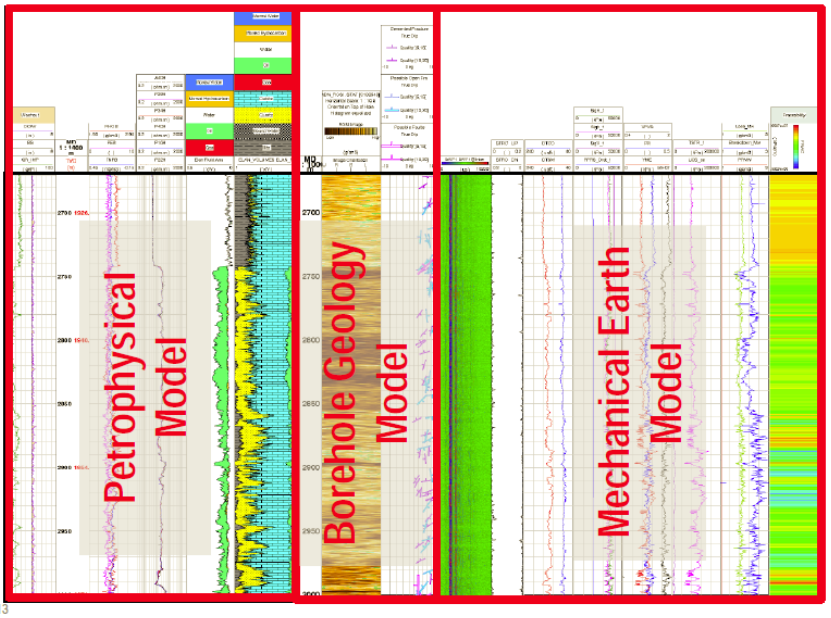
4. CYCLE DE FORAGE

- La hauteur du forage vertical dépend de la position de la formation visée. Normalement, le puits sera foré verticalement, traversant les différentes couches géologiques et zones aquifères jusqu'à une profondeur située 150 mètres au dessus de la formation visée. A partir de ce point (appellé *Kick Off Point – KOP*), commence le forage dévié.
- Le forage vertical de chaque puits, incluant la traversée des zones aquifères, sera effectué en utilisant soit l'air comprimé, soit une boue à l'eau « potable » comme fluide de forage.
- Lors des opérations de forage horizontal, une boue de forage adaptée sera utilisée. Cette boue est destinée à :
  - Assurer la rotation et le refroidissement du moteur de forage actionnant le trépan
  - Permettre la communication des outils de navigation directionnelle du trépan (*LWD – Logging While Drilling et MWD - Measuring While Drilling*) avec les ordinateurs de contrôle en surface.
  - Assurer la stabilité du forage horizontal et remonter efficacement les déblais de forage (*cuttings*)
  - Contrôler la pression dans le puits et la venue de gaz libéré par le forage de la formation
- Aux USA, certaines compagnies de forage forent des puits horizontaux avec de l'air comprimé, utilisant des équipements spéciaux pour contrôler les fluides et les gaz libérés lors du forage de la zone de production (D'après les informations de l'Etat de New York (2009)

- En termes de déblais de forage, un seul puits foré verticalement à une profondeur de 2 km puis horizontalement sur 1.2 km générera en moyenne 140 m^3 de déblais. Un *well pad* de 6 puits générera 830 m^3 de déblais (environ 50 camions) qui devront être traités. OÙ et COMMENT ?

- Pendant ou après le forage horizontal dans la *PAY ZONE* (zone de production) les mesures suivantes devraient être réalisées par diagraphie de façon à déterminer les zones de fracturation les plus profitables:
  - Une **diagraphie** (*well log*) consiste à mesurer, à l'aide de différentes sondes, les caractéristiques des roches traversées lors d'un forage. Une diagraphie instantanée enregistre les caractéristiques de la formation pendant le forage (*Logging While Drilling* - LWD) tandis qu'une diagraphie différée détermine les caractéristiques de la formation après le forage, la garniture de forage (*Bottom Hole Assembly*) ayant été retirée du puits. Les outils de mesures sont alors connectés à un câble électrique (*wireline logging*) ou à un tube (*Coiled Tubing*) et descendus dans le forage (avant tubage), la stabilité étant assurée par le fluide de forage.
  - Les diagraphies différées peuvent enregistrer, lorsqu'elles traversent une formation :
    - sa résistivité et le potentiel spontané sa radioactivité naturelle (contenu en Potassium, Thorium et Uranium)
    - la vitesse du son dans la formation;
    - la densité de la formation, sa porosité, sa perméabilité.
    - la température de la « boue » de forage des paramètres géométriques, comme le diamètre du sondage ainsi que la déviation et l'azimut
    - le pendage (angle fait avec l'horizontale) de la formation la constante diélectrique les principaux minéraux constituant la matrice de la formation
  - Les diagraphies instantanées peuvent enregistrer, lorsqu'elles traversent la formation:
    - sa teneur en hydrocarbures et/ou eau
    - la vitesse d'avancement du trépan qui fore;
    - sa porosité et sa densité
    - sa perméabilité

LWD de Baker Hughes prêt à être descendu dans le puits

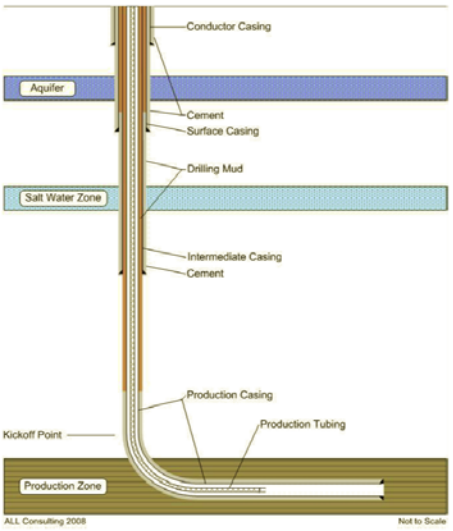


Capture d'écran du logiciel d'interprétation

5. Les tubes et cuvelages (*Well Casings*)
   - Un assortiment de cuvelages et tubes concentriques sera installé pour étancher le puits des formations traversées et contenir les fortes contraintes mécaniques générées par la pression des fluides. Le cuvelage fait de tubes sans soudure assemblés par des manchons filetés (Normes API) sera cimenté en place. Il y 4

colonnes de tubages (*casing 'strings'*), chacune étant installée à une étape différente dans le processus de forage. Les différents types de cuvelages sont décrits dans le tableau ci-dessous.

Conductor casing Ø 30 inches à 18 inches	Lors de première phase du forage, ce cuvelage d'une longueur maximum de 30 mètres est installé pour renforcer et stabiliser le puits dans cette partie non-consolidée proche de la surface du sol
Surface casing Ø 16 inches à 13⅜ inches	Après l'installation du *Conductor casing*, le processus de forage continue pour dépasser les zones aquifères en conformité avec les réglementations nationales pour la protection des eaux. Cette profondeur atteinte, une autre colonne de cuvelage est descendue et cimentée. La plupart des états US exigent que l'espace annulaire entre le cuvelage et la formation soit cimenté jusqu'à la surface. Après l'installation du *Surface casing*, les autorités de régulations peuvent imposer à la compagnie de forage, d'installer un BOP – Bloc Obturateur de Puits (*Blow Out Preventer*) à la surface du puits pour contrôler toute pression anormale du fluide pendant le forage.
Intermediate Casing Ø 13⅜ inches à 9⅝ inches	Un troisième cuvelage est quelques fois installé à partir du bas du cuvelage précédent jusqu'à une profondeur plus importante. Ce cuvelage est exigé pour aider à stabiliser les puits profonds. De plus, depuis la base du cuvelage précédent et la formation ciblée, le puits traverse des zones géologiques qui peuvent contenir des hydrocarbures comprenant des gaz, du bromure ou du sodium associé au pétrole. Ce cuvelage, qui est cimenté sur toute sa longueur, est prévu pour isoler ces zones entre elles et le puits, et ainsi tenter d'empêcher le gaz libéré de migrer en direction des zones aquifères situées au dessus
Production casing Ø 7 inches	Après la mise en place de l'*Intermediate casing*, le puits est foré pour pénétrer horizontalement dans la formation ciblée. Le *Production casing* est installé : I. soit jusqu'au début du forage horizontal dans la zone de production pour une fracturation en trou découvert (*Open hole*) II. soit sur toute la longueur horizontale du puits. Dans ce cas l'espace annulaire du casing sera entièrement cimenté (*Cased hole*)
Production Tubing	Pendant la phase de production, les fluides et gaz produits corrodent l'acier des cuvelages et forment des dépôts d'asphaltène et de paraffine. La variation de la couche du dépôt crée des variations dans l'écoulement des fluides. En conséquence, un *Production tubing* est installé à l'intérieur du cuvelage complet avec une garniture d'étanchéité entre le cuvelage et le bas du tubing. Le *Production tubing* peut être facilement retiré du cuvelage pour maintenance ou remplacement.



6. La dernière opération avant la fracturation hydraulique est l'installation d'une tête de puits appelée *Frac Tree* qui est conçue pour une pression de service de 15000 psi. Elle incorpore les connections pour les lignes haute pression

amenant les fluides de fracturation dans le puits et ceux de retour du puits qui seront connectés sur un séparateur eau-gaz.

7. Stimulation des puits verticaux par fracturation hydraulique – Exploration des nouveaux champs
   - Se basant sur l'expérience des champs US (Barnett, Marcellus,..) le(s) premier(s) puits d'un nouveau champ est foré et stimulé verticalement pour aider l'opérateur à caractériser le *réservoir*. Les gaz produits sont mesurés en continu puis brulés à l'aide d'une torchère (émission de dioxyde de carbone (CO_2)[5] et de méthane non brulé dont le potentiel de réchauffement global est 23 fois plus élevé que celui du CO_2)
   - La stimulation (fracturation hydraulique) est répartie sur 4 ou 5 sites de perforations
     i. Chaque site de perforation à une longueur de 0,6 à 1,2m
     ii. 5 perforations par longueur de 0,3 m espacées angulairement de 60°
     iii. Débit du fluide pompé de 160 à 320 litres / minute par perforation soit un débit total maximum de 3200 à 6400 litres/minute par site. De 1987 à 1997, sur le champ de Barnett[6], pour chacun des puits fracturés, le volume de gazole gélifié variait de 750 m^3 à 1500 m^3 pour transporter de 225 tonnes à 900 tonnes de sable (*Proppent)*

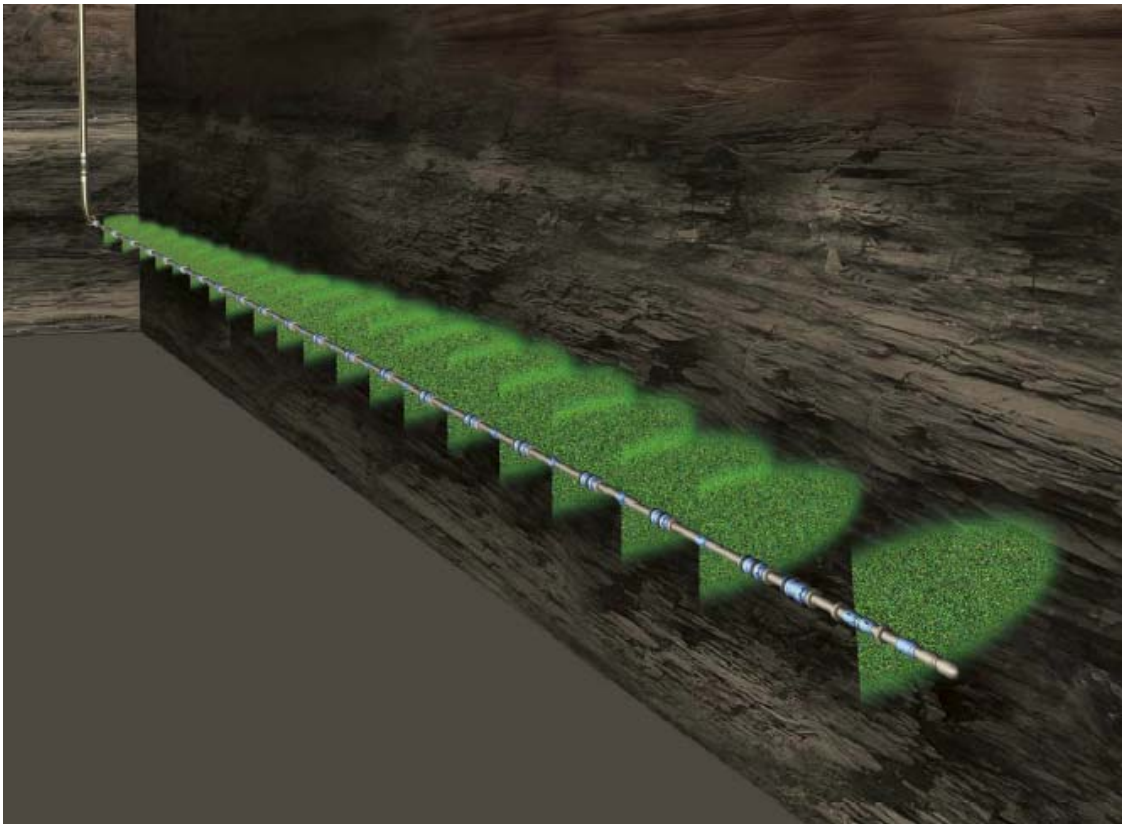
8. Stimulation des puits horizontaux par fracturation hydraulique
   - Depuis les années 2000, la fracturation hydraulique est devenue la méthode de choix pour briser le schiste. Elle consiste à pomper des fluides de fracturation (acide, eau, produits chimiques et additifs) et des agents de soutènement (*Proppent*) – sable, billes de céramique… – dans la formation d'hydrocarbures sous très haute pression. Ces fractures sont initiées depuis le *Production Casing* (ou depuis le trou découvert (*Open hole*)) et s'étendent sur plusieurs mètres à l'intérieur du Réservoir. Quand la pression est relâchée, le sable maintient les fractures ouvertes permettant ainsi aux hydrocarbures libérés de s'écouler jusqu'à la surface du puits.
     Entre 15% et 80% des fluides injectés sont récupérés à la surface (US EPA, 2010[7]).
   - Sur les champs d'exploitation de gaz de schiste US et Canadien, les modèles actuels de fracturation hydraulique font référence à 2 procédés liés au mode de complétion du forage horizontal : *Open Hole* et *Cased Hole*
   - Fracturation en *Open Hole*: Comme expliqué plus haut, la partie horizontale du puits n'est pas protégée par un tube d'acier. La perforation de la formation ne sera pas initiée par des charges explosives mais par des jets de fluides et sables sous pression. L'opération de fracturation s'effectue en une seule fois au travers de 20 injecteurs (maxi ?) disposés sur la longueur à stimuler du puits

---

[5] La réaction de combustion du méthane s'écrit : $CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$

[6] Source : Matt Blauch et Bill Grieser, Halliburton in E&P March 2007

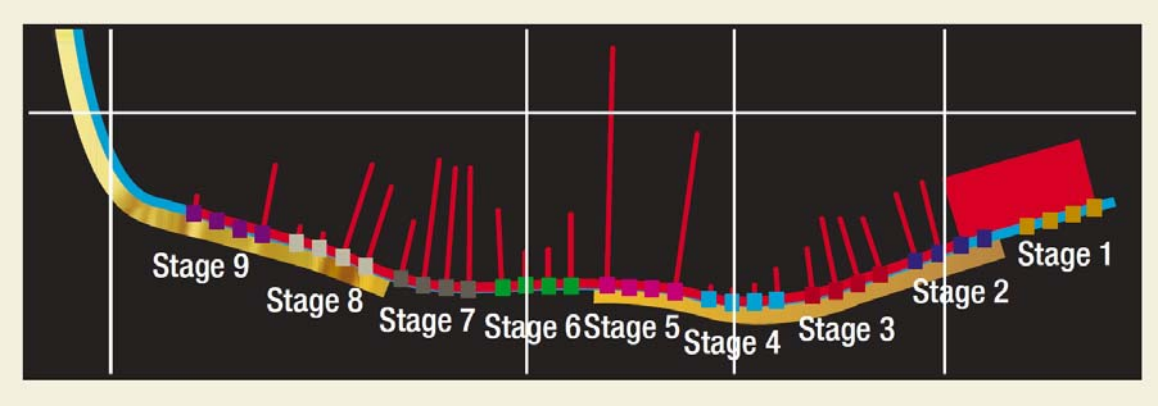
[7] US EPA Hydraulic Fracturing Research Study – Scoping Backgrounder, 2010



Packers Plus, Canada[8], le concepteur et operateur de cet outil de fracturation communique les performances de l'opération de fracturation:

- Poids de sable pompé: total de 840 tonnes (1 850 000 lb) soit 42 tonnes (92 600 lb) par zone de fracturation
- Volume total de fluide pompé : 8 740 m3 (55 000 bbl)
- Débit et Pression de pompage: 14.5 m3/min (90 bpm) à 54 MPa (7 800 psi). Ce qui représente une puissance hydraulique de pompage de :
  - hhp[9] = (bpm x psi) : 40.8
  - (90 x 7800) : 40.8 = 17 205 hhp = 12 835 kW produits par 18 camions de pompage d'une puissance de 1000 hp chacun
- Durée de l'opération : 10 heures

- Fracturation en *Cased Hole*
  1. Dans ce cas la procédure de fracturation est exécutée séquentiellement. Pour un puits horizontal de 1.2 km, il y aura de huit à treize intervalles (*stage*). A partir de l'intervalle #1 (*Toe*), chaque intervalle est perforé, fracturé-stimulé et isolé hydrauliquement à l'aide d'une garniture d'étanchéité (*packer*) ou un bouchon de support (*bridge plug*) avant de traité l'intervalle suivant.



   i. Par intervalle, il y a de 2 à 4 sites de perforations
   ii. Chaque site de perforation à une longueur de 0,6 à 1,2m

[8] http://www.packersplus.com/products/quickfrac.php
[9] HHP = Hydraulic Horse Power ; 1 HHP = 0.746 kW

iii. 6 perforations par longueur de 0,3 m espacées angulairement de 60°

iv. Pression de pompage : Une étude de l'Etat de New York (2009) mentionne que les pressions relevées sur les champs de Marcellus varient de 34.47 MPa (5000 psi) à 68.94 MPa (10000 psi)
v. Débit de pompage : 3.2 à 4.77 m3/min (20 à 30 bpm) soit une puissance hydraulique maximum de 7353 hhp produite par 8 camions de pompage de 1000 hp chacun
vi. La fracturation de chaque intervalle nécessite de 1100 à 2200 m^3 d'eau. Le débit d'eau nécessaire pour la fracturation d'un puits *Multi-stage* nécessite de 9000 à 29000 m^3 d'eau
vii. Poids de sable pompé: total de 105 à 210 tonnes par intervalle soit un total de 1365 à 2730 tonnes de sable (*proppant*) nécessaires pour la fracturation d'un puits *Multi-stage.*
viii. A ces volumes d'eau et de sable, il faut ajouter les 2% par volume d'eau d'additifs chimiques, soit de 180 à 580 m^3 par puits. Pour toutes les opérations de fracturation effectuées pour un *Well pad* de 6 puits, il est nécessaire d'importer un volume total d'eau de 54000 à 174000 m^3 et de 1000 à 3500 m^3 d'additifs chimiques et de 8190 à 16380 tonnes de *proppant* transportées par citernes adaptées. L'Etat de New York oblige la livraison d'eau par camion citerne et le stockage des additifs dans des cuves en polyéthylène haute densité protégé par une structure métallique
ix. L'eau et les additifs chimiques liquides sont mélangés sur le site à l'aide d'une unité de mixage (*Blender*) montée sur camion. Les additifs solides sont généralement versés à la main dans l'unité de mixage. Cette solution est mélangée avec le sable et immédiatement pompée dans le puits.
x. Durée de l'opération : 2-5 jours par puits, incluant approximativement 40-100 heures de pompage

- Fluides de fracturation

Aux USA, la composition et les teneurs en chaque produit ou mélange a été tenue secrète par les producteurs et utilisateurs, qui ont demandé au Sénat que la loi ne les oblige même pas à révéler les noms de ces produits. En 2005, l'administration Bush a rédigé et adopté la Loi sur la politique énergétique, (*Energy Policy Act*) conçue par le vice-président Dick Cheney qui fut jusqu'en janvier 2001 le PDG d'Halliburton. *L'Energy Policy Act* a exempté explicitement les opérations de fracturation hydraulique des exigences de la Loi sur le *Safe Drinking Water Act, Clean Air Act, Clean Water Act.* Connu sous le nom de *Halliburton Loophole,* cet échappatoire a permis jusqu'en décembre 2010, aux sociétés de services spécialisées dans la fracturation hydraulique - une dizaine aux USA – de pomper des millions de litres de fluides de retour de fracturation dans de vieux puits ou de le laisser le liquide s'évaporer dans des réservoirs de décantation, sans avoir à identifier les produits chimiques contenus dans le fluide. En toute logique, la composition et les teneurs varient selon les conditions pour s'adapter au type de roche, phase de travail, profondeur, etc. Benzène, toluène, plomb, cuivre, diesel… ces substances très nocives ne sont qu'un petit extrait des 2500 produits chimiques utilisés entre 2005 et 2009 par l'industrie des gaz de schiste aux Etats-Unis. Les démocrates de la Chambre des représentants américaine ont publié le samedi 16 avril 2011[10], un rapport dressant "l'inventaire le plus complet" de ces produits nécessaires à l'extraction par fracturation hydraulique des gaz non conventionnels. Les chercheurs américains dans ce rapport du 6 avril 2011, indiquent les substances chimiques utilisées pour la fracturation hydraulique des roches contiendraient 29 produits dits cancérigènes aux Etats-Unis. Plusieurs produits considérés comme des polluants dangereux pour l'air et l'eau ont également été identifiés. Les scientifiques ont établi une liste des produits considérés comme dangereux et étant utilisés dans les forages à destination de l'exploitation des gaz de schiste, et cela sur demande des parlementaires démocrates. Parmi les substances identifiées, on retrouve notamment le benzène, le xylène, le formaldéhyde ou encore l'éthyle-benzène. Pour établir cette liste, les scientifiques ont passé au crible 2.500 produits regroupant 750 substances chimiques différentes.

[10] http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic%20Fracturing%20Report%204.18.11.pdf

Lire à ce sujet le BILAN TOXICOLOGIQUE & CHIMIQUE publié le 3 mai 2011 par l'Association Toxicologie Chimie[11] de Paris

Les proportions de fluides communément admises sont : 98% d'eau et de sable avec 2% d'additifs chimiques.

Une description et l'usage des différents additifs chimiques sont donnés dans le tableau ci-dessous

ADDITIF	USAGE
Agent de soutènement (*Proppant*)	Les "*Props*" maintiennent les fractures ouvertes pour permettre aux hydrocarbures (gaz et huiles) de remonter librement à la surface du puits
Solution d'acide dilué	Nettoyer les débris de ciment et de boue de forage restants dans les entailles créées par les perforations avant l'injection du fluide de fracturation.
Biocide - Bactericide	Utiliser pour prévenir la croissance de bactéries qui peuvent produire des gaz (tel que du sulfure d'hydrogène (H2S)) lesquels peuvent contaminer le méthane. Prévient aussi la croissance de certaines bactéries qui réduisent la viscosité du fluide qui transporte le sable dans les fractures.
Contrôle d'argiles	Prévient le gonflement et la migration des couches argileuses lesquelles peuvent réduire considérablement la porosité des roches d'hydrocarbures.
Inhibiteur de corrosion	Réduit la formation de corrosion sur les tubes en aciers au carbone (Tubing, cuvelages, pompes, lignes haute pression, container …). Est utilisé lors des jobs de fracturation qui contiennent de l'acide.
Agent de réticulation (*Crosslinker*)	La viscosité du fluide est augmentée en utilisant des esters phosphoriques combinés avec des particules métalliques. Les particules métalliques servent d'agent de réticulation. Ainsi, la viscosité plus importante du fluide de fracturation augmente la capacité de transport du *Proppant* dans les fractures ouvertes par la pression du fluide.
Réducteur de friction	En réduisant les pertes de charge dues à la friction du fluide de fracturation contre les parois des tubes et de la formation, il permet d'optimiser le débit et la pression d'injection.
Gélifiant	En augmentant la viscosité du fluide de fracturation, il permet d'améliorer la capacité de transport du *Proppant* dans les fractures ouvertes par la pression du fluide
Contrôle de fer	Prévient la précipitation d'oxydes métalliques lesquels tendent à obturer la formation.
Inhibiteur d'entartrage	Prévient la précipitation de carbonates et sulfates (carbonate de calcium carbonaté, sulfate de calcium, Sulfate de baryum) lesquels tendent à obturer la formation
Réducteur de gélifiant *(gel breaker)*	Un fois le *Proppant* en place dans les fractures, il réduit la viscosité du fluide de fracturation pour améliorer le retour du fluide en surface.
Surfactant	Méthode de récupération du fluide par injection de produits tensio-actifs pour en abaisser la tension inter faciale.

- Séquence de pompage des fluides pour une opération de fracturation classique

1. *Acid stage*: consiste à pomper plusieurs dizaines de milliers de litres de solution d'acide diluée dans l'eau (acide chlorhydrique ou acide muriatique) afin de nettoyer les débris de ciment et de boue de forage restants dans les entailles créées par les perforations avant l'injection du fluide de fracturation.

[11] ASSOCIATION TOXICOLOGIE-CHIMIE MDA 10, 206 Quai de Valmy, 75010 PARIS http://atctoxicologie.free.fr

2. *Pad stage*: consiste à pomper autour de 400 m³ d'eau visqueuse (*Slickwater*) sans *proppant.* Ce fluide, une fois pompé dans le puits, a pour but d'initier et d'ouvrir les fractures sous très haute pression (de 5000 psi à 13000 psi) pour permettre l'acheminement et la mise en place des agents de soutènement (*proppant*)

3. *Prop sequence stage* : consiste à pomper l'agent de soutènement (*proppant*) enrobé dans un fluide très visqueux. Cet agent de soutènement est soit des billes parfaites de sable calibré, soit des billes de céramique ou de zirconium. Son rôle est de remplir et de maintenir ouvertes les fractures une fois la pression hydraulique de fracturation relâchée.

4. *Flushing Stage* : consiste à pomper un volume d'eau industrielle suffisant pour « rincer » l'excès de proppant se trouvant dans le puits.

5. *Fluid Return :* Une fois la procédure de fracturation hydraulique achevée, du fluide remonte à la surface. Cette opération est appelée *Flowback.* Le pourcentage de *Flowback* fluide inventorié sur des puits horizontaux du champ de Marcellus en Pensylvannie varie de 9 % à 35%, mais un rapport de 2010 de l'United States Environmental Protection Agency [12] estime que le pourcentage des fluides de fracturation récupérés en surface varie de 15 % à 80%. En fonction de ces valeurs, chaque puits générera entre 1300 et 23,000m³ de *flowback* fluides contenant de l'eau, des additifs chimiques utilisés pendant l'opération de fracturation et des contaminants détachés de la formation, y compris des composés organiques toxiques, des métaux lourds et des matières radioactives (uranium, thorium..). De la même façon, tout fluide injecté pendant l'opération de fracturation et qui n'est pas récupéré devient ou peut devenir une source de contamination pour d'autres formations incluant les aquifères. Les volumes restant sous terre sont équivalents à l'inverse des volumes récupérés en surface soit entre 1300 et 23000m³ par puits. Approximativement 60% du *flowback* fluide est récupéré dans les 4 jours qui suivent la fracturation et est collecté via :
   - Directement dans un bassin de décantation (construit sur place avec des murs de terre et un liner plastique) - Volume non contrôlé
   - Au travers d'une duse et d'un débitmètre directement dans un bassin de décantation
   - Directement dans des tanks calibrés

   Le stockage des *flowback* fluides permet aux opérateurs de réutiliser ces fluides autant que possible pour de futures opérations de fracturation. Bien entendu, ceci nécessite la dilution de l'eau polluée et l'application d'autres méthodes de traitement nécessaires pour retrouver les caractéristiques d'utilisation.
   La capacité de rétention d'un bassin de décantation et des citernes mobiles doit être en excès du volume de *flowback* fluide attendu pour une opération de fracturation d'un seul puits en l'occurrence entre 1300 et 23000m³. Sachant que le volume standard des bassins de décantation US (*lined pit*) est de 2900m³ pour une surface au sol de 1000 m², ce qui oblige de prévoir 20000m³ de stockage additionnels sur le site.

   Mauvaise nouvelle : A cause des effets pervers de la loi *Energy Policy Act* de 2005, l'industrie US est encore au stade de la R§D en ce qui concerne le recyclage des fluides de retour (*flowback*) comme expliqué par les communiqués suivants de Cheasapeake et d'Halliburton.

From Chesapeake:[13] Recycling Technology Why can't the water generated from natural gas production be recycled? Most of the water generated from natural gas production contains too many naturally occurring minerals, such as salt, to be recycled effectively. There has been some success in recycling the first 5% of produced water during flowback operations. However, by the end of the first few days after fracking (and in some cases a few hours), salt content of the produced water can reach as high as 70,000 parts per million (ppm), more than twice the salinity of seawater (30,000 ppm). The majority (95%) of the produced water returned from the well, with its high salt content, is too saturated to make recycling currently economically viable. Chesapeake and others in the industry are constantly evaluating opportunities to treat produced water, so that less of it will need to be injected into saltwater disposal wells.	**Communiqué de Chesapeake:** Technologie de traitement des fluides de retour Pourquoi l'eau résiduelle de la production de gaz naturel ne peut-elle pas être recyclée ? La majeure partie de l'eau provenant de la production de gaz naturel contient trop de minéraux naturels, comme le sel, pour être recyclée efficacement. On a réussi à recycler seulement 5 % de l'eau produite lors des opérations de retour. Toutefois, au bout de quelques jours après la fracturation (dans certains cas, quelques heures), la teneur en sel de l'eau produite peut atteindre jusqu'à 70 000 parties par million (ppm), plus de deux fois la salinité de l'eau de mer (30 000 ppm). La plus grande partie (95 %) de l'eau produite par le puits, avec sa forte teneur en sel, est trop saturée pour permettre, dans l'état actuel des connaissances, le recyclage économiquement viable. Chesapeake et ses concurrents de l'industrie pétrolière, évaluent en permanence de nouvelles techniques pour traiter l'eau produite, de façon à réduire le volume d'eau salée qui devra être injectée dans des formations souterraines.

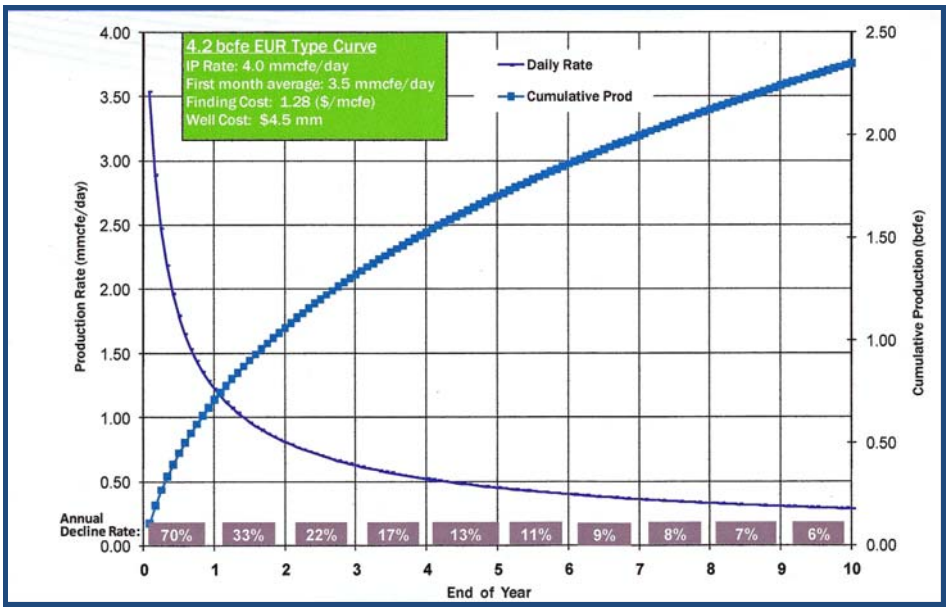
[12] http://yosemite.epa.gov/opa/admpress.nsf/d0cf6618525a9efb85257359003fb69d/26195e235a35cb3885257831005fd9cd!OpenDocument

[13] http://www.askchesapeake.com/MarcellusShale/NY/Water/Pages/SaltwaterDisposalWells.aspx

From Halliburton: "...The industry is also trying to find ways to recycle the water used in fracturing in order to reduce the effect on local water supplies." "We're still in the infancy of trying to figure out how to recycle the water," said Ron Hyden, the manager for Halliburton's production enhancement business. "We're trying to be good corporate citizens on that front."" HOUSTON CHRONICLE, Fri 12/11/2009	**Citations d'Halliburton** " l'industrie pétrolière essaie de trouver des techniques de recyclage des eaux utilisées dans la fracturation hydraulique afin de réduire l'approvisionnement en eau puisée localement" " Nous sommes encore au tout début des recherches pour trouver une façon de recycler cette eau polluée" a déclaré Ron Hyden, responsable de la ligne de produit « amélioration de la productivité des puits » chez Halliburton. " Nous essayons d'être de bons citoyens sur cette question" Journal HOUSTON CHRONICLE, vendredi 11 décembre 2009

Volume de fluides de retour à traiter suivant différents niveaux de développement de réservoirs de schiste				
	Supposition d'une seule fracturation sur tous les puits		Supposition d'une seule refracturation sur 50% des puits	
Pourcentage de récupération de fluide de retour à traiter	15%	80%	15%	80%
Par Well Pad				
Nombre de puits	6	6	6	6
Volume de fluide de retour à traiter – m^3	7920	137280	11880	205920
Volume de produits chimiques correspondants (2%) – m^3	158	2746	237	4119
Pour une production annuelle de 9 bcm de gaz de schiste (1 bcm = 10^9 m^3)				
Nombre de puits	2970		2592	
Surface – km^2	141	396	123	346
Volume de fluide de retour à traiter – m^3	3 920 400	67 953 600	5 132 160	88 957 440
Volume de produits chimiques correspondants (2%) – m^3	7 8210	1 359 270	102 384	1 779 408

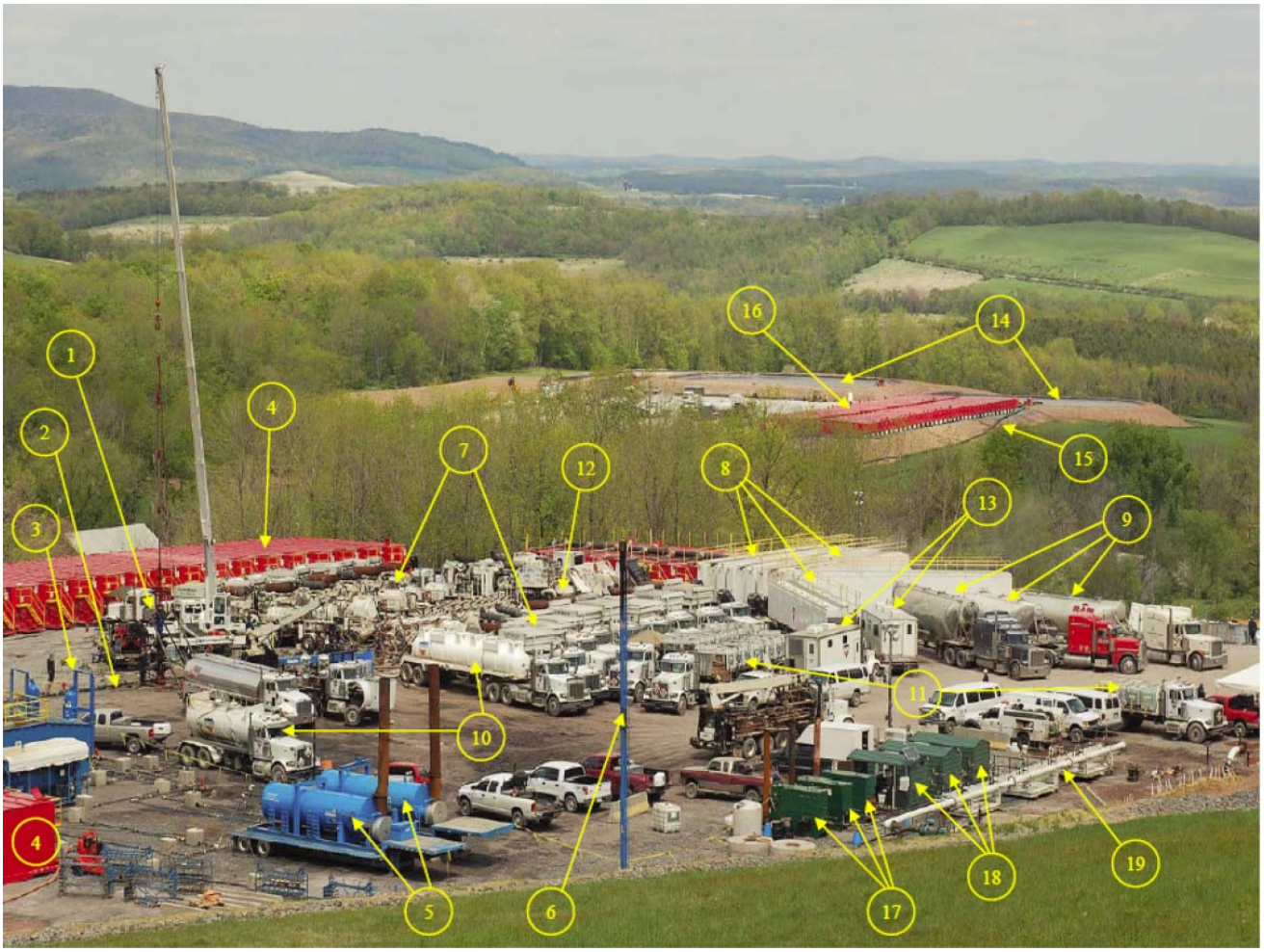
- Phase de Production de gaz : Une fois que les opérations de forage et de fracturation hydraulique sont achevées, une tête de puits de production est installée (*production wellhead*) pour canaliser et transférer le gaz vers une unité de *process* via un pipeline.
  En termes de volume de gaz produit, un Operateur considère que la production moyenne pour un puits sur le champ de Marcellus (New York State, 2009) est de:
  - An 1 – Débit initial de 2800 Million cubic feet (Mcf)/jour décline à 900 Mcf/jour
  - An 2 à 4 – 900 Mcf/jour décline à 550Mcf/jour
  - An 5 à 10 – 550 Mcf/jour décline à 225Mcf/jour
  - An 11 et après – 225 Mcf/jour décline à 3%/an



Exemple de courbe de production d'un puits publiée par Chesapeake Energy (CHK)

- Re-fracturation:
  Au regard de la courbe de production d'un puits, le niveau de production décroit significativement après cinq ans. Les Opérateurs peuvent décider de re-fracturer un puits pour prolonger sa durée de vie économique. Ceci peut se produire après 5 ans de production, quelques fois après 1 an minimum ou 10 ans maximum. La re-fracturation peut se produire plusieurs fois (jusqu'à 18 fois[14]) dans la vie du puits avec les mêmes procédures et équipements.

Equipement nécessaire pour une simple opération de fracturation hydraulique Etat de New York, 2009



1 – Tête de puits et FRAC Tree	11 – Camions de transport d'additifs pour fracturation
2 – Ligne haute pression pour le test et le retour du puits	12 – *Blenders* - Mixeurs (sable + additifs+ eau)
3 – Séparateur de sable pour la ligne de retour (*Flowback*)	13 – Centre de commande de l'opération de fracturation
4 – Tanks pour le fluide Retour	14 – Réservoir de décantation fluides de retour du puits
5 – Réchauffeur des lignes haute pression	15 – Conduite d'eau
6 - Torchère	16 – Réservoirs de fluide de retour du puits
7 – Unités de pompage haute pression sur camion	17 - Réchauffeur des lignes haute pression de gaz
8 – Containers de mélange de sable (*Proppant*)	18 – Séparateur de gaz
9 - Semi-remorques (silos) de sable	19 – Distributeur de gaz
10 – Camions de transport d'acide	

[14] http://seekingalpha.com/article/271115-the-fracking-controversy-looking-for-opportunities?source=yahoo

Planning des opérations avant la mise en production d'un *Well Pad* de 6 puits (Etat de New York 2009)			
Opération	Matériels et Equipements	Travail effectué	Durée
Route d'accès et construction de la plateforme du *Well Pad*	Chargeuses , bulldozers et autres gros équipement de terrassement.	Couper les arbres, niveler, construire les bassins de décantation, mettre du géotextile et du gravier sur les surfaces routières	4 semaines maximum par *Well Pad*
Phase de forage vertical avec un petit appareil de forage (*Drilling rig*)	Appareil de forage, Réservoirs de gasoil, parcs à tiges de forage et cuvelages, matériel de contrôle du puits, véhicules du personnel, camions de livraison, bungalows pour le personnel (chaque société de Services possède ses propres bungalows)	Forage, mise en place et cimentation du Surface Casing, transport des équipements, de la boue et du ciment. Livraison de l'équipement nécessaire pour le forage horizontal peut commencer lors des dernières opérations de forage vertical.	Jusqu'à 2 semaines par puits. 1 ou 2 puits ensemble
Préparation pour le forage horizontal à l'aide d'un plus grand appareil de forage.		Transport, assemblage et mise en place, ou Repositionnement sur le site de l'appareil de forage et ses équipements annexes (générateur électrique, bacs à boue...)	5 à 30 jours par puits
Forage horizontal	Grand appareil de forage, système de boue (mixeurs, pompes, tanks, contrôle des 'solides', séparateur de gaz), réservoir de gasoil, équipement de contrôle et de commande du puits, véhicules du personnel, camions de livraison, bungalows pour le personnel	Forage, mise en place et cimentation du Production Casing, transport des équipements, de la boue et du ciment. La livraison de l'équipement nécessaire pour la fracturation hydraulique peut commencer lors des dernières opérations de forage horizontal.	Jusqu'à 2 semaines par puits. 1 ou 2 puits ensemble
Préparation pour la fracturation hydraulique		Démonter l'appareil de forage ou repositionnement de l'appareil pour un autre puits. Transport et installation des containers spécifiques pour l'eau, le sable et les additifs chimiques et les autres équipements nécessaires à la fracturation : *Blender*, lignes haute pression..	30-60 jours par puits ou par *well pad* si tous les puits sont fracturés les uns à la suite des autres
Opération de la fracturation hydraulique	Réservoirs d'eau provisoires, générateurs électriques, pompes haute pression sur camions ou semi-remorques, mélangeurs des fluides et sable sur camion, camions ou semi-remorques de sable, camions ou semi-remorques de produits chimiques et acides, camion de l'unité de Wireline, camion de contrôle	Pompage des différentes séquences de fluides en continu. Utilisation de l'équipement de *wireline* entre chaque intervalle fracture pour monter et descendre les outils de préparation du puits – perforation, obturation. Contrôle et enregistrement des données informatiques de l'opération.	2 à 5 jours par puits, incluant environ 40 à 100 heures de pompage effectif

	et de commande de l'opération bourré d'électronique et d'ordinateurs, véhicules du personnel et bungalows pour le personnel .		
Retour du fluide ("*Flowback*") et traitement du fluide	Séparateur eau/gaz, torchère, réservoirs d'eau temporaires, unités de traitement du fluide sur camion, camions citernes pour traitement extérieur du fluide si nécessaire, véhicules du personnel	Déconnection ou repositionnement de l'équipement de fracturation. Contrôle du fluide au travers des équipements de séparation, des bassins de sédimentation ou des réservoirs adaptés. Noria de camions citernes pour transporter le trop-plein de fluide pour traitement extérieur	2 à 8 semaines par puits
Evacuation des déchets	Pelleteuses, bulldozer, scrappers, camions de pompage, camions de transport des déchets	Pompage et assèchement des bassins et bacs de sédimentation. Transfert des déchets par camion sur une usine de traitement des déchets.	Jusqu'à 6 semaines par *Well Pad*
Préparation et test du puits	Tête de puits (BOP), torchère, bac à saumure. Pelleteuses, bulldozer, scrappers	Contrôle des gaz brulés dans la torchère. Rotation de camions pour vider la saumure et l'emmener sur une usine de traitement des déchets. Connexion au pipeline.	De 1 à 30 jours par puits
Durée totale des activités pour toutes les opérations de construction (avant mise en production) pour un *Well Pad* de 6 puits			De 500 à 1500 jours

- L'état de New York (2009) donne aussi une estimation du nombre de rotations de camions pendant la construction d'un Well Pad de 6 puits. Cette estimation est résumée dans le tableau ci-dessous.
  Cette estimation donne un nombre total de rotation de camions entre 4300 et 6600 dont 90% sont associés aux seules opérations de fracturation hydraulique.

Nombre de rotations de camions				
Usage	Par Puits		Par Well Pad	
	Mini	Maxi	Mini	Maxi
Construction des routes et terrassement du site de forage			10	45
Appareil de forage			30	30
Matériaux et fluides de forage	25	50	150	300
Equipements de forage (cuvelages, drill pipe.)	25	50	150	300
Complétion - Appareils de forage			15	15
Complétion - Matériaux et fluides	10	20	60	120
Mise en place des appareils de forage			15	15
Complétion - Equipement (Drill pipe, tête de puits)	5	5	30	30
Equipement pour fracturation hydraulique (pompes, réservoirs)			150	200
Eau pour fracturation hydraulique	400	600	2400	3600
Sable pour fracturation hydraulique	20	25	120	150
Transport du fluide de retour des puits pour traitement (*Flow Back*)	200	300	1200	1800
TOTAL			4315	6590
... du transport associé à la fracturation hydraulique:			*3870*	*5750*
			90%	*87%*

- Les tableaux ci-dessous résument les données concernant les activités et ressources requises pour le développement complet d'un *Well Pad* de 6 puits de gaz de schiste pour les scenarios 1ere FRACTURATION et REFRACTURATION quelques mois ou années plus tard.

Résumé des ressources nécessaires pour la première fracturation			
Activité	Ressource	*Well pad* de 6 puits forés verticalement sur 2000 mètres puis horizontalement sur 1200 mètres	
		Mini	Maxi
Construction	Surface *Well pad* - hectare	1.5	2
Forage	Puits	6	
	Volume de déblais - m^3	827	
Fracturation hydraulique	Volume d'eau - m^3	54000	174000
	Volume des additifs chimiques (@2%) - m^3	1080	3480
	Volume de fluide de retour du puits - m^3	7920	137280
	Déchets chimiques résiduels – teneur @2% du fluide de retour - m^3	158	2746
Activités de surface	Durée totale des activités de surface avant mise en production - jours	500	1500
	Nombre de rotations de camions - nombre	4315	6590

Résumé des ressources nécessaires pour le scénario de refracturation			
Activité	Ressource	*Well pad* de 6 puits forés verticalement sur 2000 mètres puis horizontalement sur 1200 mètres	
		Mini	Maxi
Operations de refracturation (en supposant qu'une moyenne de 50% des puits soit re-fracturés une seule fois	Volume d'eau - m^3	27000	87000
	Volume des additifs chimiques (@2%) - m^3	540	1740
	Volume de fluide de retour du puits - m^3	3960	68640
	Déchets chimiques résiduels – teneur @2% du fluide de retour - m^3	79	1373
	Durée totale des activités de surface pour la re-fracturation - jours	200	490
	Nombre de rotations de camions - nombre	2010	2975

- POLUTION DE L'AIR: la source principale des émissions de Gaz à Effet de Serre est due aux activités de mélange des produits nécessaires à la fracturation (pompage de l'eau, du sable et des produits chimiques de bac à bac), suivie par les activités de pompage sous haute pression lors de l'injection des différents fluides dans le puits. Jusqu'à ce jour, ces activités sont réalisées en utilisant des moteurs diesel. L'Etat de New York (2009) dresse un bilan des émissions de Gaz à Effet de Serre basé sur une moyenne de gasoil utilisé pour fracturer 8 puits horizontaux sur le champ de Marcellus[15]. Le volume total de gasoil utilisé est de 110000 litres (29000 US gallons) ce qui équivaut à la production de 295 tonnes de CO_2 par puits. Le tableau ci-dessous montre les principales sources d'émission de CO_2 durant le cycle complet des opérations de complétion d'un puits de gaz de schiste avant sa mise en production.

Principales sources d'emission de CO_2 pour la completion d'un puits de gaz de schiste			
	Combustion en tonnes de CO_2	Hypothèse	Source de données
Forage horizontal	15 à 75	Forage horizontal sur 300-1500m; 18.6 litres de gasoil consommé par mètre foré	Consommation de gasoil: ALL Consulting (2008) Facteur d'émission : DUKES (2010)[16]

[15] ALL Consulting, 2009, Table 11 p10 - ALL Consulting Tulsa, OK 74119 *www.all-llc.com*

[16] DUKES (2010), *Digest of UK Energy Statistics, Annex A*. Department for Energy and Climate Change, London

Fracturation hydraulique et contrôle des fluides de retour (flowback)	295	basé sur une moyenne de gasoil utilisé pour fracturer 8 puits horizontaux sur le champ de Marcellus. La consommation totale de gasoil de 109777 litres.	Cité par ALL Consulting "Horizontally Drilled /High-Volume Hydraulically Fractured Wells Air Emissions Data", August 2009, Table 11 p 10 by New York State (2009). Facteur d'émission : DUKES (2010)
Fabrication des produits chimiques de fracturation	_	Donnée inconnue	
Transport de l'eau	26.2 à 40.8	Basé sur le facteur d'émission HGV de 983.11 g CO_2/km et une rotation de 60km	Facteur d'émission : NAEI (2010)[17]. Nombre de camions Table 2.5
Transport de Saumure	11.8 à 17.9	Basé sur le facteur d'émission HGV de 983.11 g CO_2/km et une rotation de 60km	Facteur d'émission : NAEI (2010). Nombre de camions Table 2.5
Traitement de l'eau de retour polluée	0.33 à 9.4	Basé sur un retour de 9-80% soit 9-29 millions litres d'eau exigée pour une opération complète de fracturation. Facteur d'émission = 0.406 tonne CO_2/ million de litres traités	Emission facteur de Water UK [18]- Towards sustainability (2006). Water use and flow back rates from Section 2.2.3.
TOTAL PAR PUITS	348 à 438	Pour une opération complète de fracturation	

- POLLUTION DES SOUS-SOLS : Du gaz dans l'eau ? Le chaos non linéaire de la fracturation hydraulique[19]

Chaque innovation technologique possède sa part de risques, et la fracturation hydraulique n'y fait pas exception. Bien que certaines vidéos publiées par l'industrie abordent en surface certains de ces risques, elles n'expliquent cependant pas en détail les complexités liées à la fracturation de la roche située très profondément sous la surface. C'est pourquoi des experts comme Anthony Ingraffea comparent ces vidéos à des « dessins animés». M. Ingraffea est professeur en génie civil et environnemental à l'Université Cornell de New York, USA et membre du *Cornell Fracture Group* (Groupe de fracturation de Cornell), groupe qui crée, vérifie et valide des simulations par ordinateur qui servent dans les systèmes d'ingénierie complexes liés à la fracturation hydraulique.

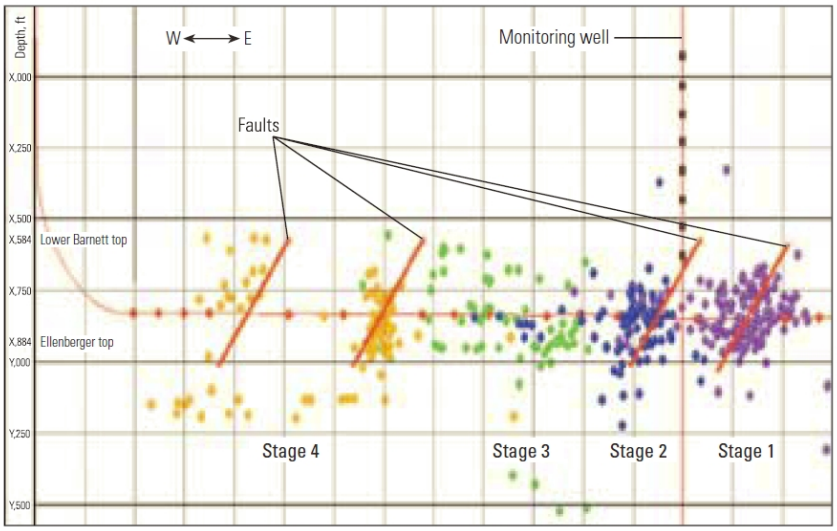
Pendant de nombreuses années, M. Ingraffea a conçu des modèles informatiques et de l'équipement de simulation pour Schlumberger, une des principales sociétés faisant de la fracturation hydraulique. Son travail consistait entre autres à percer des trous dans d'énormes blocs de grès, à y insérer des tubes représentants le *casing* de production, à remplir de ciment les espaces entre les tubes et les parois des trous, à utiliser un perforateur pour percer des trous dans le tube, le ciment et la roche, à fracturer la roche à l'aide d'eau colorée en rouge puis à ouvrir la roche après la fracturation pour analyser ce qu'il s'était produit.

[17] National Atmospheric Emissions Inventory (2010) Emissions inventory database - www.naei.org.uk

[18] Water UK Report (2006) - Towards Sustainability 2005-2006. London, Water UK.

[19] Source : Ben Parfitt - For the Program on Water Issues, Munk School of Global Affairs at the University of Toronto

Au fil des ans, M. Ingraffea a appris qu'il était rare de trouver du schiste qui n'était pas déjà fracturé naturellement. Ces fissures sont en fait exactement ce que recherchent les sociétés qui veulent fracturer la roche, car il faut utiliser moins d'énergie pour fracturer une roche déjà fissurée.
Quand les formations de schiste sont fracturées, la pression ouvre de nouvelles voies d'accès qui peuvent soit rejoindre des voies existantes soit les élargir. Selon M. Ingraffea, il s'agit de « chaos non linéaire », ou de « plus d'un ensemble » de diaclases. « Dès que le fluide est injecté dans les fissures que vous avez créées et qu'il rejoint un système de diaclases déjà présent dans la roche depuis de nombreuses années, ces diaclases éclatent de manière imprévisible », explique-t-il. Plus nombreuses sont les diaclases qui s'ouvrent et se connectent, plus grande est la quantité de gaz que l'on peut récupérer.
Ce chaos a ses avantages, mais il a aussi un prix. Dans certaines formations, le schiste est caractérisé par des fissures verticales. M. Ingraffea explique que la majorité du schiste de Marcellus que l'on retrouve sous une partie des États de New York, de la Pennsylvanie et de la Virginie occidentale est composé de roches disposées en blocs entrecroisés dont les diaclases sont verticales et non horizontales. Est-il possible que la fracturation de cette roche permette aux contaminants de se déplacer vers le haut? C'est une question que l'on pose souvent à M. Ingraffea.
«Puisque les schistes gazifières sont habituellement déjà sous pression excessive et que le processus de fracturation augmente la pression dans la formation rocheuse pendant une courte période, il est possible que la fracturation ouvre une brèche vers le haut qui se rendrait jusqu'aux eaux souterraines, estime M. Ingraffea. Et ce n'est pas correct, ajoute t-il, de dire que plusieurs centaines de mètres de roche imperméable située entre l'endroit où la formation de schiste est fracturée et les niveaux situés moins profondément empêchent cette possibilité, point de vue partagé par d'autres experts
La probabilité d'un tel incident est cependant un autre débat. La façon dont la fracturation se produit et l'endroit où elle a lieu, la densité de la roche et les failles et fractures existantes dans la roche ont tous un rôle à jouer pour en arriver à un tel résultat. Pour cette raison, une bonne connaissance des failles naturelles présentes dans les formations ciblées est essentielle avant d'entreprendre toute fracturation.
Ainsi comme l'indique le document de la compagnie Schlumberger[20], l'étendue que peuvent prendre les fractures stimulées est difficile à prévoir et la réalité est en fait probablement fort différente de ces schémas de fractures bien ordonnées et d'étendue similaire, tel que présenté dans les vidéos ou articles de promotion de l'industrie pétrolière.



^ Influence of faults on Barnett Shale stimulation. Chesapeake placed perforations along the horizontal completion interval to avoid fracturing into four known faults. Even with the precautions, the StimMAP hydraulic fracture stimulation diagnostics interpretation indicated that the microseismic activity was concentrated around some of the fault planes and influenced by the presence of faults near Stages 1, 2 and 4.

Traduction : Influence des failles ou fractures naturelles préexistantes à la fracturation sur le champ de Barnett Shale. Chesapeake a localisé ses zones de perforations de façon à éviter les failles (faults) identifiées lors de la diagraphie (well log) réalisée pendant le forage du puits horizontal. Malgré ses précautions, le logiciel d'analyse de fracturation hydraulique StimMAP s'appuyant sur les mesures effectuées par les géophones du puits de control (monitoring well) indique que l'activité micro sismique est concentrée autour de quelques plans de failles et influencée par la présence de failles près des Stages 1, 2 et 4.

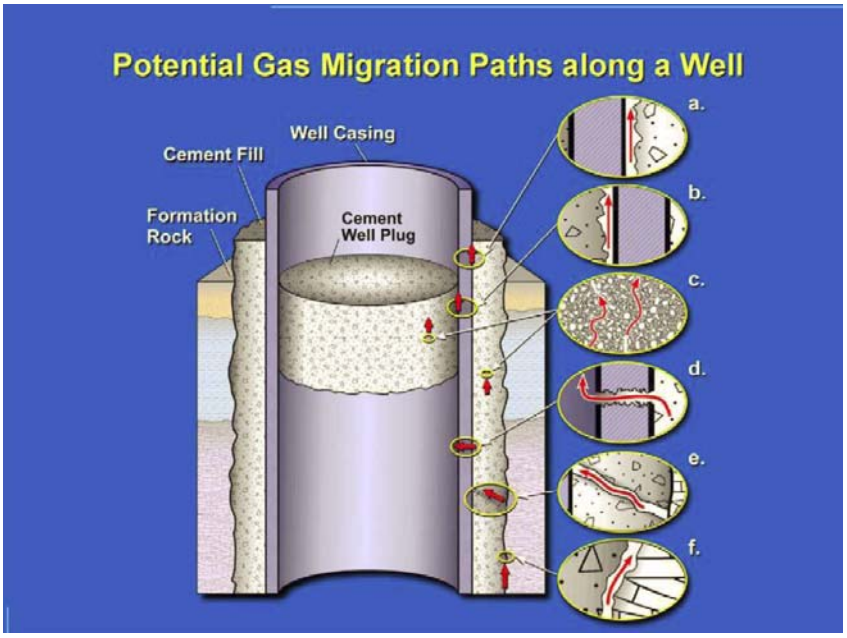
Ce référer aussi à l'article paru le 9 mai 2011 dans la très réputée revue américaine PNAS[21]. C'est une donnée intéressante qui explique que quelque soit la méthode d'extraction utilisée si "propre" soit-elle, le méthane libéré dans les zones de fracturation peut contaminer l'eau des nappes supérieures indépendamment des mélanges injectés.
A méditer pour les futures techniques d'extraction du gaz de schiste qui seront proposées par les compagnies pétrolières à notre aimable gouvernement – Garder en mémoire l'article 4 du projet de loi n° 658 en date du 11 mai 2011[22]

[20] Schlumberger's publication "Oilfield Review," Winter 2005/2006 Article: The Source For Hydraulic Fracture Characterization, p.46.
[21] http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed?term=osborn%20sg%202011
[22] http://www.assemblee-nationale.fr/13/ta/ta0658.asp

Résumé/synthèse article:
« Des concentrations de méthane 17 fois supérieures à la normale sont détectées dans 85% des puits d'eau potable situés à 1km de distance des forages. Grâce à des signatures isotopiques du méthane, les auteurs ont pu déterminer que celui-ci provenait de zones plus profondes de type thermogénique que celui produit dans des couches moins profondes de type mixte biogénique/thermogénique. Cette origine profonde (zones de fracturation) du méthane est confirmée par la présence d'autres gaz à chaine plus longue qui sont des marqueurs de la production profonde. Cependant, l'analyse de la composition chimique des eaux des puits ne montrent pas de contamination par des matières provenant des zones profondes de fracturation (chimiques, éléments radioactifs) ce qui éliminerait la possibilité que le méthane soit véhiculé par la migration des eaux de fracturation au travers des failles. D'autres mécanismes de la migration du méthane dans les puits sont discutés et celui le plus probable serait que des microfailles se seraient créées permettant le passage du méthane vers les couches géologiques supérieures.

Un autre aspect qui détermine si le gaz et d'autres contaminants peuvent s'échapper d'un puits est la qualité de l'étanchéité de l'annulaire (l'espace situé entre la paroi du puits et le cuvelage [*Casing*]). Dans diverses vidéos d'information, l'industrie montre les puits comme étant des tuyaux bien droits d'une épaisseur uniforme. Cependant, c'est rarement le cas en raison de renflements et d'imperfections dans les puits causés par des formations rocheuses différentes, des variations dans la densité de la roche et des failles naturelles.
Quand un puits imparfait est cimenté, on peut en déduire qu'au moins une partie du puits n'est pas entièrement étanche.
Par ailleurs, en raison des la grande taille (verticale ou horizontale) de certains puits américains, ce ne sont pas tous les puits qui sont cimentés dans leur totalité. Lorsqu'on creuse un puits de très grande taille, le processus de cimentation peut parfois être difficile à réaliser.

Figure : Fuites possibles dans les puits cimentés[23]



Potential gas migration paths along a well = Voie d'accès potentielle du gaz le long d'un puits
Well casing = Cuvelage
Cement fill = Remplissage de ciment
Formation rock = Roche
Cement well plug = Bouchon de ciment

Selon un rapport déposé en 2009 par trois agences américaines, incluant le Conseil de protection des eaux souterraines (*Groundwater Protection Council*), il y a plusieurs raisons qui pourraient faire en sorte qu'un puits soit mal cimenté. «Dans les puits très profonds et surtout horizontaux, la circulation du ciment est plus difficile. La cimentation doit se faire en plusieurs étapes; cela peut résulter en une cimentation mal faite ou à des dégâts causés au cuvelage (*casing*) si l'opération n'est pas réalisée comme il se doit.
Se referer à l'étude publiée en juin 2008 par World Oil[24]: *Cementing improvements were combined to reduce failures in shallow heavy oil wells. (*Amélioration des procédures de cimentation pour réduire les fuites de gaz dans les puits d'huile peu

[23] Source : Conseil des services publics et de l'énergie de l'Alberta
[24] http://www.worldoil.com/June-2008-Improved-cementing-practice-prevents-gas-migration.html

profonds). Cette étude a été conduite suite aux données publiques qui identifiaient plus de 18000 puits défectueux (fuite de gaz) dans la province d'Alberta, Canada.

Les imperfections sur le «plan de la cimentation augmentent le risque de création de poches d'air et de manque d'étanchéité de l'annulaire. Cela résulte en un puits défectueux, ce qui se traduit par un risque de fuites – et parfois de manière spectaculaire. Par exemple, dans une lettre envoyée récemment au directeur général de British Petroleum par le Comité sur l'énergie et le commerce de la Chambre des représentants des États-Unis à la suite de l'explosion de la plateforme de forage Deepwater Horizon de la société Transocean dans le golfe du Mexique et la fuite incontrôlée de pétrole et de gaz naturel qui a suivi, le comité relevait une série de lacunes apparentes dans la conception du puits. La liste comprenait des signes apparents d'une cimentation déficiente du casing de production et l'absence de test sur l'intégrité de la cimentation du puits.

Des sociétés telles que Schlumberger, Baker Hughes ou Halliburton possèdent l'équipement sophistiqué nécessaire pour vérifier l'étanchéité des annulaires des puits. Cependant, ces vérifications coûtent cher et ne sont pas toujours faites, explique M. Ingraffea. Les impacts cumulatifs sont un autre problème lié à la fracturation. Comme il est indiqué dans un avis de sécurité publié en mai 2010 par la Commission du pétrole et du gaz (CPG) de la Colombie-Britannique, les activités de fracturation entreprises à proximité les unes des autres peuvent résulter (et résultent) en des incidents de contamination imprévisibles. L'avis émis par la Commission faisait suite à un événement survenu dans le bassin de Montney, la plus méridionale des deux principales zones d'exploitation de gaz de schiste de la province. Durant une opération de fracturation, une «grosse rupture», ou «communication», s'est produite avec un autre puits situé 670 mètres plus loin. Le sable injecté durant la fracturation en cours dans un puits est apparu dans l'autre.

Dans son avis, la CPG a indiqué être au courant d'au moins 18 incidents de «communication lors d'activités de fracturation» en Colombie-Britannique et un dans l'Ouest de l'Alberta et que la distance de communication lors de ces incidents variait de 50 à 715 mètres: On y décrivait une rupture comme suit .

> *…L'insertion non désirée d'eau, de gaz, de pétrole ou de tout autre fluide de formation dans un puits qui est sous contrôle et qui peut être évacué. Une telle insertion se produit lorsque le fluide de formation est poussé par une pression présente dans la formation plus élevée que la pression exercée par la colonne de forage dans le puits. Si le fluide de formation n'est pas sous contrôle, un débordement (blow-out) peut avoir lieu.*

Puisque les formations géologiques et les nappes souterraines sont physiquement complexes, il est difficile de prévoir l'effet d'opérations de fracturation successives. Cependant, comme l'avis de la CPG l'indique, cela peut résulter en des « incidents de communication » desquels découlent des épisodes de contamination imprévisibles et indésirables.

La conséquence la plus spectaculaire d'une telle contamination – comme on l'a récemment vu dans des documentaires comme Gasland – serait une concentration si élevée de méthane dans l'eau potable qu'il serait possible de l'enflammer à sa sortie du robinet. Les images d'eau potable que l'ont enflamme suscitent énormément de réactions et sont décriées par des hydrologues comme Donald Siegel, de l'Université de Syracuse, qui soutient que le méthane peut provenir de sources naturelles situées près de la surface et dériver de matières organiques en décomposition, ou encore de sources plus profondes et être de nature thermogénique. C'est la seconde possibilité énumérée qui est associée à l'exploitation du gaz naturel, explique M. Siegel. Cependant, pour le téléspectateur peu informé qui voit de l'eau que l'on enflamme à sa sortie du robinet, cette distinction est peut-être impossible à faire. Dans un cas particulier, celui du documentaire Gasland, il est possible que le méthane provienne d'une source de matières organiques en décomposition située près de la surface et soit sorti du robinet en quantité assez importante pour pouvoir être enflammé. Ou peut-être pas.

En 2008, une analyse isotopique du méthane présent dans les puits d'eau potable du comté de Garfield, au Colorado, a indiqué que dans la plupart des cas, le méthane était d'origine thermogénique. Geoffrey Thyne, hydrogéologue et auteur du sommaire et de la conclusion du rapport, a indiqué que les résultats de l'analyse «démontrent que les sources de méthane sont reliées à l'exploitation du pétrole et ne sont pas de faibles sources naturelles ».

Judith Jordan, qui a occupé le poste d'agente de liaison du comté de Garfield en matière de pétrole et de gaz naturel et dont l'expérience professionnelle comprend des mandats en tant qu'hydrologue chez DuPont et à titre d'avocate au Département de la protection de l'environnement de la Pennsylvanie, a répondu à ce rapport en disant qu'il était « fort peu probable » que ce méthane ait pu remonter en empruntant des voies naturelles et « atteigne, en toute coïncidence, les puits domestiques au moment où l'exploitation du pétrole et du gaz a commencé, après être resté emprisonné dans les profondeurs pendant 65 millions d'années.

En d'autres termes, il est fort probable que la fracturation ait «causé la contamination au méthane des puits domestiques ».

Certains experts suggèrent que la fracturation peut même mener à la contamination des puits d'eau potable à partir de réserves de gaz biogénique beaucoup moins profondes.

Il est donc évident que les effets cumulatifs de la fracturation existent. Pourtant, même dans des provinces canadiennes comme la Colombie-Britannique, où l'exploitation de gaz naturel conventionnel se déroule depuis des décennies et où la fracturation croît rapidement, les organismes de régulation semblent mal équipés pour limiter ces effets.

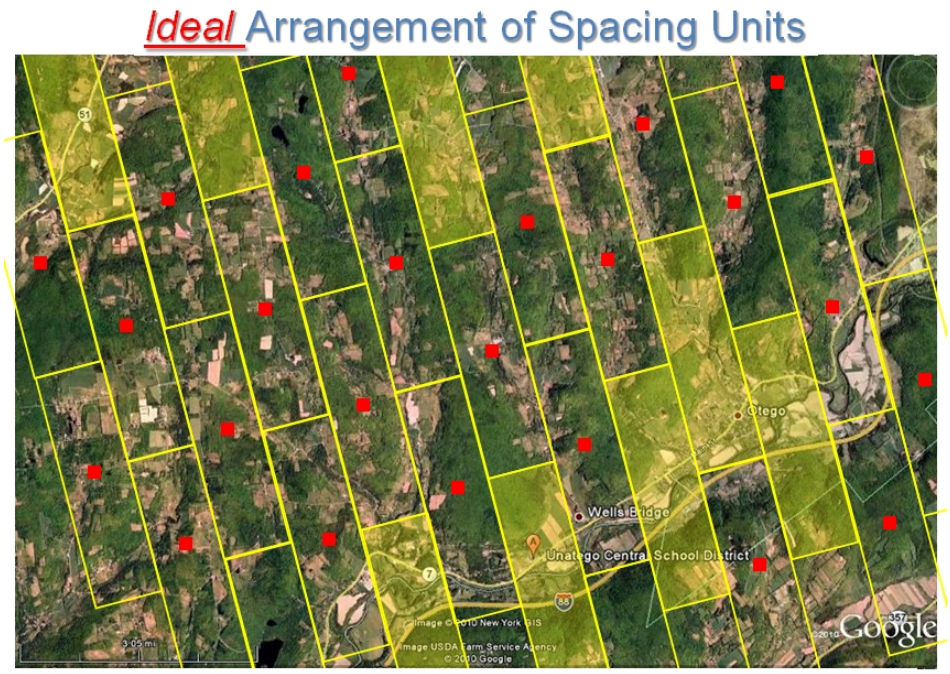
Comme le vérificateur général de la province a récemment dit à propos de la Commission du pétrole et du gaz de Colombie-Britannique :

> *Le mandat de la CPG fait en sorte que l'on s'attend de l'organisme qu'il favorise la protection d'un environnement sain. Nous estimons que bien que la CPG ait soutenu la mise sur pied d'outils et de processus servant à évaluer les effets cumulatifs de la fracturation, aucun programme provincial officiel n'est encore en vigueur afin de contribuer à la gestion des effets du développement du territoire sur l'environnement.*

Dans un tel contexte, la CPG et le ministère de l'Environnement de Colombie Britannique font face à une pression grandissante de la part de l'industrie pour favoriser le développement de l'exploitation du gaz de schiste. De telles pressions seront bientôt exercées auprès des décideurs d'autres provinces canadiennes, à mesure que l'industrie déploiera les efforts visant à exploiter une ressource qui, prétend-elle, permettra d'assurer la sécurité énergétique du Canada tout en fournissant une solution écologique menant à une économie sobre en carbone.

- POLLUTION SONORE
  En ce qui concerne l'impact du bruit, le tableau page 12 résume le planning des activités avant la mise en production d'un pad de 6 puits. Sur cette base, il est estimé que la construction de chaque Well Pad demande entre 500 et 1500 jours d'activités très bruyantes. De toutes ces activités, la phase de forage des puits sera la source la plus importante de pollution sonore et de lumière artificielle car le forage s'effectue sans interruption 24 heures par jour. D'après les relevés de l'Etat de New York, le cycle de forage de chaque puits prend de 4 à 5 semaines. On peut estimer en France, que pour des raisons d'adaptation du personnel de forage, ce cycle se déroulerait sur une période de 60 jours, 24h sur 24. Sur cette base, chaque Well Pad nécessiterait un cycle de travail de 8 à 12 mois, jour et nuit. Cette pollution serait de grande portée, même si un seul Well Pad était développé, mais avec 1.25 – 3.5 pads par km^2 les impacts de bruits seraient très vite insupportables pour les hameaux et les villages alentours.

- POLLUTION DES PAYSAGES
  Chaque Well Pad, d'une surface utile de l'ordre de 1.5 – 2 ha, serait équipé de routes d'accès. Durant le cycle de forage, la présence continue de camions, Rig de forage et ses accessoires, bacs, bassins de décantation seraient le théâtre d'un vaste chantier permanent en opposition esthétique avec les paysages environnants. Etant donné que 430 à 500 Well Pads seraient nécessaires pour fournir une production de l'ordre de 9 milliards de m^3 de gaz par an (avec le concours de plusieurs départements) une partie de l'Ardèche méridionale pourrait ressembler à cette vision nord-américaine du territoire (Champ gazier de Marcellus) :



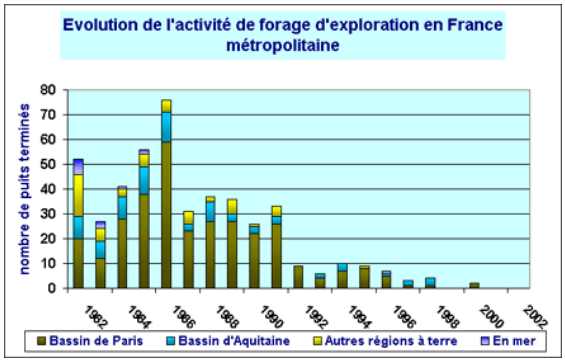
31

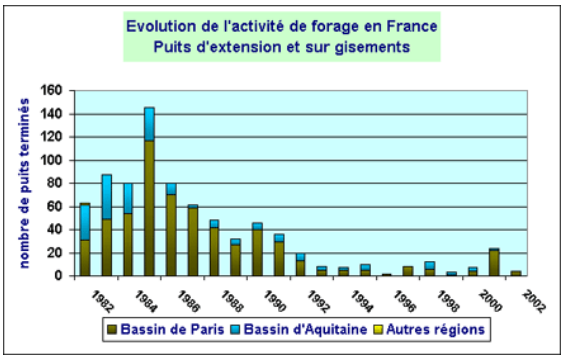
- CIRCULATION ROUTIERE
  On estime que pour la construction d'un seul Well Pad de 6 puits il faut envisager la visite de 4300 à 6600 camions. Aux USA, les dommages causés aux routes par les gaziers ont été un problème. Par exemple, le ministère des transports de la Virginie-Occidentale a augmenté les taxes que les foreurs de gaz industriels doivent payer de 6 000 $ à 100 000 $/ mile. La Pennsylvanie envisage une règle similaire, où des taxes sont nécessaires pour réparer les routes non conçues pour la circulation intense de camions associés au forage de gaz industriel[25].

[25] Riverkeeper, Inc. - Industrial Gas Drilling Reporter - Vol. 9, August 2010

- A PROPOS DU MATERIEL DE FORAGE ET DE FRACTURATION

Le nombre de rigs de forage terrestre (*Onshore*) en Europe est compris entre 50 et 70, alors qu'aux USA il excède 2000. Le personnel qualifié n'est pas encore disponible en Europe et sera nécessaire en quantités correspondantes au nombre de rigs (2 équipes se remplacent toutes les 12 heures voire 3 x 8 suivant la législation française).
En France, l'industrie pétrolière a connu son heure de gloire avec la découverte d'un certains nombre de gisements dans les années 50 (rappelons Lacq en 1951, Parentis en 1954, Cazaux en 1959)
Dans la foulée de ces découvertes, l'activité d'exploration a été soutenue dans les années 60, 70 et 80 et de nombreuses autres découvertes sont venues sanctionner et entretenir cette activité (notamment Meillon en 1965, Villeperdue en 1982 et Chaunoy en 1983).
De cette activité domestique est née une industrie pétrolière et parapétrolière française qui a conquis une certaine renommée internationale.
La fin des années 80 a marqué le début du déclin de l'activité de recherche en France : les majors qui y opéraient (Elf, Total, Shell, BP) se sont progressivement désengagés de l'exploration; seul Essorep a entretenu dans les années 90 une activité de recherche marquée par quelques découvertes intéressantes (Les Arbousiers en 1991, Courbey en 1996).
Les deux graphiques ci-dessous illustrent ce déclin d'activité sur les vingt dernières années.





Comme le souligne amèrement l'Amicale de Foreurs et des Métiers du Pétrole[26], pour forer en France, suite à la perte du savoir faire national, il faut faire appel à des sociétés étrangères. Un certain nombre d'obstacles devraient être placés sur leur route.

1. La réglementation du travail : Pendant de longues années, la réglementation du travail sur les chantiers pétroliers relevaient de la direction des Mines et par la suite des DRIRE. Celles-ci avaient entériné le caractère spécifique de cette activité et n'avaient jamais exigé sa mise en conformité avec la réglementation, principalement au regard du repos hebdomadaire, un principe intouchable dans la réglementation française.
Avec la réduction de la durée hebdomadaire du travail à 35 heures des questions ont été posées et ce qui était acquis de facto a été remis en cause.
Deux possibilités sont offertes aux sociétés :
- soit travailler dans la plus totale illégalité, au risque d'y laisser beaucoup de plumes en cas de plainte ou d'accident
- soit demander une dérogation qui demandera plusieurs mois à être accordée, sera assortie de limitation de validité dans le temps et risque d'arriver alors que l'appareil de forage envisagé n'est plus disponible : autrement dit, retour à la case départ.

   Cette réglementation est totalement incompatible avec les contraintes du forage pétrolier et avec la nécessité de faire venir du personnel de très loin : le repos hebdomadaire n'a pour ces gens aucun intérêt, la seule chose qui les intéresse étant d'avoir le plus possible de récupération à la maison.
L'industrie du forage fonctionne partout dans le monde depuis des décennies avec des postes de 12 heures et des systèmes de rotation du type 4 semaines/4 semaines.

2. La réglementation sur les appareils électriques et les appareils à pression : Il existe une réglementation sur les appareils à pression qui *empoisonne* depuis de nombreuses années les contracteurs de forage : elle concerne les amortisseurs de pulsation des pompes de forage et de fracturation (basse pression et haute pression). Leur mode de fabrication (soudée) doit être approuvée par l'administration française, mais le constructeur unique (Hydril)[27] refuse de livrer ce qu'il considère comme un secret de fabrication. En conséquence, l'usage de ces bouteilles est illégal en

[26] http://www.foreurs.net/index.php?option=com_content&view=article&id=43&Itemid=38
[27] http://hydrilpressurecontrol.com/pressureControl/pulsationDampeners/PD-IP.php

France. Un appareil de forage venant de l'extérieur doit avoir ces appareils approuvés : comme ceci est impossible (à verifier), il ne peut pas travailler sans risquer les foudres de l'administration. Il en est de même pour tous les appareils soumis à la pression (réservoirs d'air)

Autre réglementation, beaucoup plus contraignante: elle concerne les appareils électriques. Les appareils de forage électriques sont tous de conception et de fabrication USA et les standards en vigueur là-bas ne sont pas forcement conformes à la réglementation française : c'est un problème de conception souvent difficile à résoudre. La plupart des appareils électriques, électroniques et certains moteurs diesels doivent être aux normes Cenelec / Ineris et approuvés par le DNV ou le Bureau Veritas pour pouvoir travailler en « atmosphère explosive [28] ». N'oublions pas la présence de méthane dans les fluides de retour du puits.

Le matériel dédié a la fracturation tels que les unités de pompage haute pression, blenders, containers.. devra être obligatoirement importé car inexistant en France. Quand est il de sa conformité avec les lois françaises (code routier, appareils sous pression, normes électriques….?)

3. L'archéologie préventive[29]: la loi sur l'archéologie préventive du 17 janvier 2001 prévoit l'intervention des archéologues en préalable au chantier d'aménagement, pour effectuer un « diagnostic » et, si nécessaire, une fouille. cette étude nécessite généralement ?? mois d'attente

Et si nous parlions OU

La réalisation totale d'un puits horizontal de gaz de schiste sur le champ de Marcellus coûte entre 3.5 et 4.5 millions de $[30] soit pour le montant du permis de Villeneuve de Berg ≈ 40 millions € (avec 1€ = 1.4$) la réalisation, à la louche, de 12 puits maximum.
Note : Au Québec où une trentaine de puits ont été forés et fracturés, le coût moyen d'un puits horizontal se situe autour de 7 à 8 millions $, soit deux fois plus couteux du fait qu'il faut importer, de l'Ouest canadien ou des USA, le matériel et le personnel spécialisé.

Taux de Retour Énergétique[31]

L'EROEI (Energy Returned On Energy Invested), ERoEI, ou EROI (Energy Return On Investment) ou en français TRE (Taux de Retour Énergétique), est le ratio d'énergie utilisable acquise à partir d'une source donnée d'énergie, rapportée à la quantité d'énergie dépensée pour obtenir cette énergie. Quand l'EROEI d'une ressource est inférieur ou égal à 1, cette source d'énergie devient un "puits d'énergie", et ne peut plus être utilisée comme source d'énergie primaire. L'EROEI est basée sur une source d'énergie unique. L'énergie nette décrit des quantités, quand l'EROEI donne un ratio ou une efficacité du processus de production. Ce ratio est défini par la formule :

(Energie Nette + Energie Utilisée) / Energie Utilisée = EROEI

Ou

(Energie Nette / Energie Utilisée) + 1 = EROEI

Par exemple, pour un processus ayant un EROEI de 5, l'utilisation d'1 unité énergétique donne un gain énergétique net de 4 unités. Le point mort est atteint pour un EROEI de 1 ou un gain énergétique net égal à 0.

EROEI = Energie Utilisable/ Energie Dépensée

[28] http://www.ineris.fr/centredoc/x_marking_uk.pdf

[29] http://www.inrap.fr/archeologie-preventive/L-archeologie-preventive/Definition/p-294-Sauver-les-archives-du-sol.htm

[30] Thomas R. Driscoll, —Marcellus Could Become Largest Gas Play, Il *Barclays Capital*, 15 March 2010.

[31] http://fr.wikipedia.org/wiki/Taux_de_retour_%C3%A9nerg%C3%A9tique

Table 1. Existing magnitude and approximate EROI of energy resources for the U.S. from various sources, including summaries done in Hall et al 1986 and in the summer of 2007.

Resource	Year	Magnitude (EJ/yr)	EROI	Reference	Approach*/ Appendix
I. Fossil Fuels		in 2005 etc			
Oil and gas	1930	5	**>100:1**	Cleveland 2005	TD
Oil and gas	1970	28	**30:1**	Cleveland et al. 1984; Hall et al. 1986	TD
Discoveries	1970		**8:1**	Cleveland et al. 1984; Hall et al. 1986	
Production	1970	10	**20:1**	Cleveland et al. 1984; Hall et al. 1986	
Oil and gas	2005	9	**11.18:1**	Cleveland 2005	TD
World oil production	1999	200	**35:1**	Gagnon et al. 2007	EI/A
Imported oil	1990	20	**35:1**	Herweyer&Palcher (below)	EI/B
Imported oil	2005	27	**18:1**	Herweyer&Palcher (below)	
Imported Oil	2007	28	**12:1**	Extrapolated from above.	
Natural gas	2005	30	**10:1**	Button and Sell (Below)	BU
Coal (mine mouth)	1930		**80:1**	Cleveland et al. 1984	EI
Coal (mine mouth)	1970		**xx30:1**	Cleveland et al. 1984; Hall et al. 1986	
		5	**>100:1**	Cleveland, 2005	
Bitumen from Tar sands		1	**2-4:1**	Gupta et al. (below)	BU/D
Shale Oil		0	**5:1**	Gupta et al. (below)	BU/E
II. Other nonrenewable					
Nuclear		9	**15:1 (2-50:1)**	Powers (below)	LR/F
III. Renewables					
Hydropower		9	**>100:1**	Schoenberg (below)	LR/G
Wind turbines		5	**18:1**	Kubiszewski&Cleveland (2007)	MA
Geothermal		<1		Hallorin (below)	LR/H
Wave Energy		<<1	**?**	Hallorin (below)	LR/I
Solar collectors					
Flat plate		<1	**1.9:1**	Hall et al. 1986	BU
Concentrating collector		0	**1.6:1**	Hall et al. 1986	BU
Photovoltaic		<1	**6.8:1**	Cleveland (pers.; Battistiet al 2004)	LR/J
Passive solar		?	**???**	Giermek	LR/J
Biomass					
Ethanol (sugarcane)		0	**0.8-1.7:1**	Hall et al. 1986	LR
Corn-based ethanol		<1	**0.8-1.6:1**	Farrell et al. 2006	LR
Biodiesel		<1	**1-3:1**	Hall, Powers et al in press 2008	LR/K

Sources d'énergie	TRE Cleveland[2]	TRE Elliott[3]	TRE Hore-Lacy[4]	TRE (Autres)
Combustibles fossiles				
Petrole - Jusqu'à 1940 - Jusqu'à 1970 - Aujourd'hui	 > 100 23 8	50 - 100		5 - 15[5]
Charbon - Jusqu'à 1950 - Jusqu'à 1970	 80 30	2 - 7	7 - 17	
Gaz naturel	1 - 5		5 - 6	
Schistes bitumineux	0,7 - 13,3			< 1
Energie nucléaire				
Uranium 235	5 - 100	5 - 100	10 - 60	< 1[6]
Fusion nucleaire				< 1
Energies renouvelables				
Biomasse		3 - 5	5 - 27	
Énergie hydroélectrique	11,2	50 - 250	50 - 200	
Énergie éolienne		5 - 80	20	
Géothermie	1,9 - 13			
Energie solaire - Énergie solaire thermique - Énergie solaire photovoltaïque	 4,2 1,7 - 10	3 - 9	4 - 9	7 - 20[7]
Ethanol - De canne à sucre - De maïs - De résidus de maïs	 0,8 - 1,7 1,3 0,7 - 1,8			0,6 - 1,2
Methanol (de bois)	2,6			

Il y a 2 décennies, Cutler Cleveland, un scientifique en énergie du Boston University a aidé à développer le concept de "Energy Return On Investment" (Se référer aux tableaux ci-dessus). Cleveland ne connaît aucune étude qui a calculé l'EROI du gaz de schiste. Mais il a passé en revue la littérature disponible sur le pétrole de shale qui tout comme le gaz de shale utilise beaucoup d'énergie et d'eau pour exploiter. "Les études les plus sérieuses avancent que l'EROI pour le pétrole de shale se trouve entre 1:1 et 2:1 quand l'énergie consommée pour sa propre exploitation est calculée comme un coût." selon Cleveland et son collègue Peter O'Connor de Boston University dans un rapport de juin 2010[32]. L'équipe avait aussi remarqué que pour chaque baril de pétrole de shale produit, entre 1 et 3 barils d'eau était requis. "Pomper ces grandes quantités d'eau nécessaires pour les opérations à échelle industrielle de pétrole de schiste serait un autre investissement en énergie qui impacte négativement l'EROI déjà très mince du pétrole de shale.

32 http://www.circleofblue.org/waternews/wp-content/uploads/2010/08/oilshale-assessment-2010-for-water.pdf