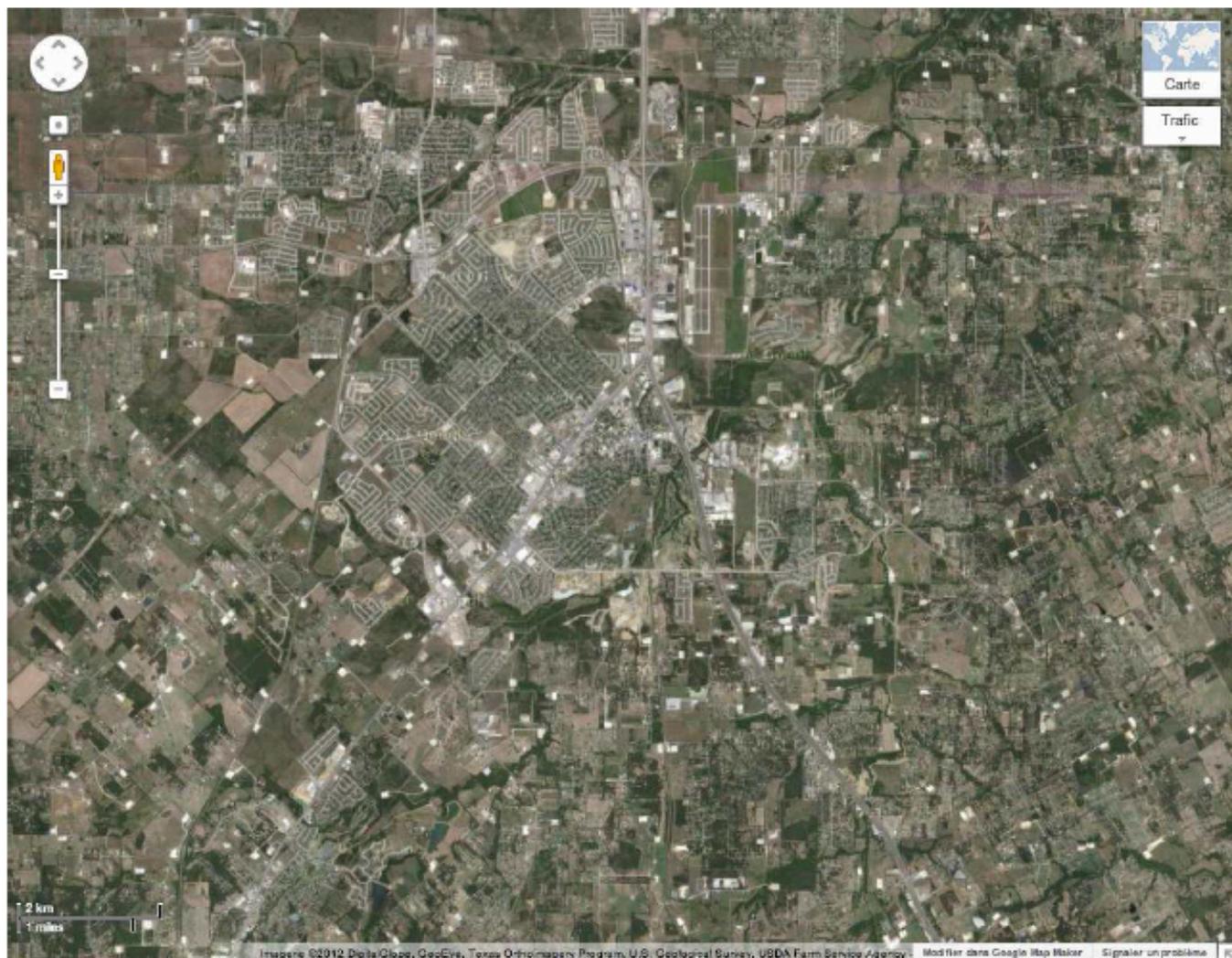


Hydrocarbures de roche mère : nouvelles ressources, nouveaux impacts

jacques.thibieroz@upmc.fr, UMR Metis, Université Pierre et Marie Curie
6 février 2014



Comtés de Tarrant et Johnson, Texas : champ d'exploitation du Barnett shale (Mississipien). Les forages exploitent la roche mère à 2 à 3 km de profondeur, avec forages horizontaux et fracturation hydraulique. Les plateformes (points blancs) sont espacées de plusieurs centaines de mètres. Aux Etats Unis, il y a eu 1 million de forages avec fracturation hydraulique, dont 515 000 actuellement en production.

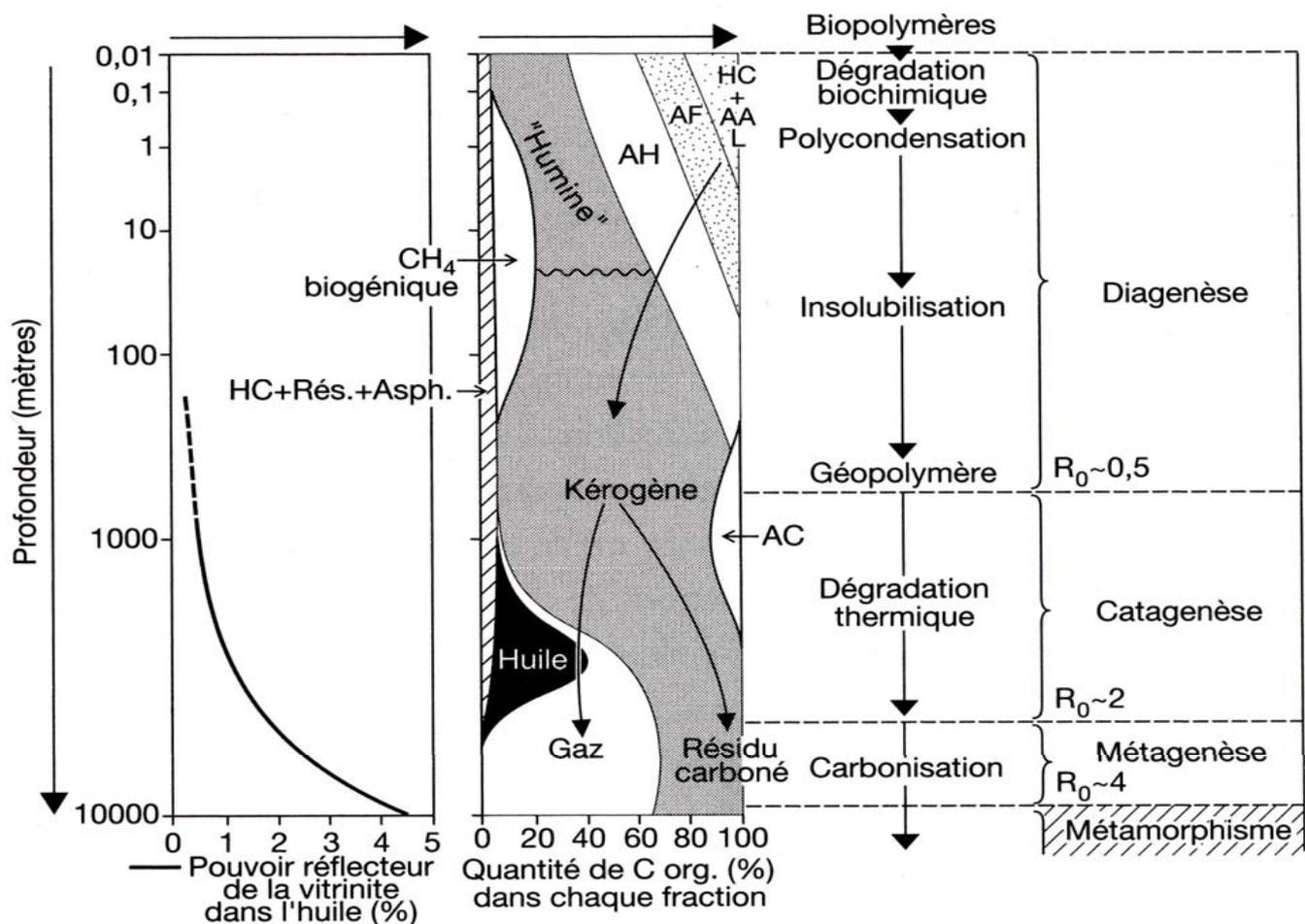
Tableau 1 : de la matière organique des sédiments au pétrole et au gaz

[in Baudin F., Tribouvillard N., Trichet J. (2007) : Géologie de la matière organique. Vuibert éd., 280 p.]

Lors de la sédimentation (partie supérieure du tableau), la matière organique est constituée d'humines, d'acides humiques (AH), d'acides fulviques (AF), d'hydrates de carbone (HC) et d'acides aminés (AA).

Cette matière organique évolue à mesure que de nouveaux sédiments recouvrent la couche riche en matière organique : les profondeurs peuvent être converties en températures, en fonction du gradient géothermique (1°C pour 30 m) :

- Dans une première étape, les bactéries dégradent la matière organique pour produire du **méthane « biogénique »**, en même temps que les molécules se convertissent en « **kérogène** » solide. Ce méthane [CH₄] s'échappe vers le fond des mers, ou dans les marécages.
- Vers 1,5 – 2 km de recouvrement (la température atteint 60 à 70°C), la dégradation « thermique » du kérogène libère le pétrole : on pénètre dans la « **fenêtre à huile** ».
- Vers 3 km (au delà de 100°C), c'est le gaz qui se forme : le **méthane « thermogénique »**.



L'huile et le gaz subissent une poussée, ils tendent à migrer vers le haut à travers les roches :

1. L'imperméabilité des roches a pu s'opposer à cette migration, l'huile ou le gaz restent emprisonnés là où ils se sont formés (ce sont les *hydrocarbures de roche mère*, ou *huile et gaz de schiste*), dans des pores de dizaines de nanomètres d'où ils ne seront extraits que par une intense fracturation.
2. Ou bien ce pétrole, ce gaz ont pu se déplacer à travers la perméabilité des roches et aboutir en surface où ils forment des *bitumes*, indices d'hydrocarbures.
3. Ou bien dans leur déplacement, ils ont rencontré des couches poreuses, ils peuvent être entraînés par la circulation de l'eau jusqu'à des pièges, recouverts par des couches imperméables, où ils constituent les *gisements* dits *conventionnels*.

Le passé et l'avenir du pétrole

Le **tableau 2** montre l'évolution des productions énergétiques primaires (à l'exception du bois non comptabilisé, car mal évalué du fait d'un cycle production – consommation est court : on estime que le bois de chauffage représente 5 à 10 % de l'énergie).

Les différentes énergies sont converties en tonnes équivalent pétrole (tep ... ou tonnes oil équivalent, toe) : une tep contient la même énergie qu'une tonne de pétrole.

Equivalences énergétiques (Observatoire de l'énergie, 2001) :

Houille	1 t	=	0,619 tep (tonne équivalent pétrole)
Lignite	1 t	=	0,405 tep
Pétrole	1 t	=	1 tep
Gaz	1 MWh	=	0,077 tep (# 1000 m ³ égalent environ 1 tep)
Electricité nucléaire	1 MWh	=	0,261 tep

Tableau 2 : Productions mondiales d'énergie primaire

En millions de tonnes équivalent pétrole, Mtep

[Source : www.bp.com, oct 2013, sauf italiques]

Mtep	1960	1970	1980	1990	2000	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Charbon, Lignite	1203	1502	1804	2250	2287	3101	3211	3324	3354	3543	3759	3845
Pétrole, NGLs	1051	2358	3092	3175	3620	3963	3950	3992	3891	3978	4019	4119
Gaz naturel	374	912	1298	1790	2177	2600	2657	2757	2680	2879	2968	3034
Hydro-élec- tricité (conso)	84	(266)	(385)	(490)	(602)	(688)	(701)	(728)	(738)	(782)	(795)	(831)
Elect.nucléai- re (conso)	(3)	(18)	(161)	(453)	(584)	(635)	(622)	(619)	(614)	(626)	(600)	(560)
Renouvela- bles (conso)	-	(2)	(7)	(29)	(52)	(95)	(108)	(123)	(142)	(169)	(206)	(237)
Total	(2715)	5058	6747	8187	9322	11082	11249	11543	11419	11977	12347	12626

2010/2012 : Pétrole : USA 333/395 Mtep, ; Canada 160/183 Mtep

Gaz : USA 550/619 Mtep

Nucléaire : Japon 66/4 Mtep

1. Croissance générale de 3 % / an sur 52 ans.
2. Les énergies fossiles représentent 87% de l'ensemble des ressources, avec une modulation : le gaz a une forte croissance, croissance aussi pour le charbon, production stable depuis 2006 pour le pétrole (cf. **peak oil**), nouvelle croissance en 2012 due au pétrole de schiste et aux sables bitumineux pour l'huile, au gaz de schiste pour le gaz.
3. Croissance importante de l'hydroélectricité, tandis que le nucléaire marque un palier (très peu de nouvelles centrales depuis Tchernobyl, 1986 ; arrêt presque total des centrales nucléaires du Japon, après l'accident de Fukushima, 2011).
4. Apparition des autres énergies renouvelables, dont la part dans le bilan mondial reste faible (1,9% en 2012).

Les combustibles fossiles extraits sont à l'origine de près des $\frac{3}{4}$ des émissions de dioxyde de carbone (voir ci-dessous les conversions), qui constituent elles-mêmes la cause principale de l'effet de serre et du réchauffement climatique. La croissance exponentielle des productions (encore + 2,3% pour 2012/2011) est d'une part inquiétante (les ressources terrestres sont limitées), et d'autre part annonce de nouvelles augmentations des émissions de gaz à effet de serre, et une révision à la hausse des perspectives du GIEC.

Emissions de CO₂ (B. Durand, 2007, et site ademe.fr)

La combustion d'une tep de charbon émet 4,118 t de CO₂, soit 902 g de CO₂ par KWhe

La combustion d'une tep de pétrole émet 3,004 t de CO₂, soit 642 g de CO₂ par KWhe

La combustion d'une tep de gaz émet 2,387 t de CO₂, soit 506 g de CO₂ par KWhe

Tableau 3 : les ressources de la terre sont limitées

En 1956, King Marion Hubbert annonce la décroissance de la production américaine pour 1970, le maximum de production interviendra en décembre 70 !

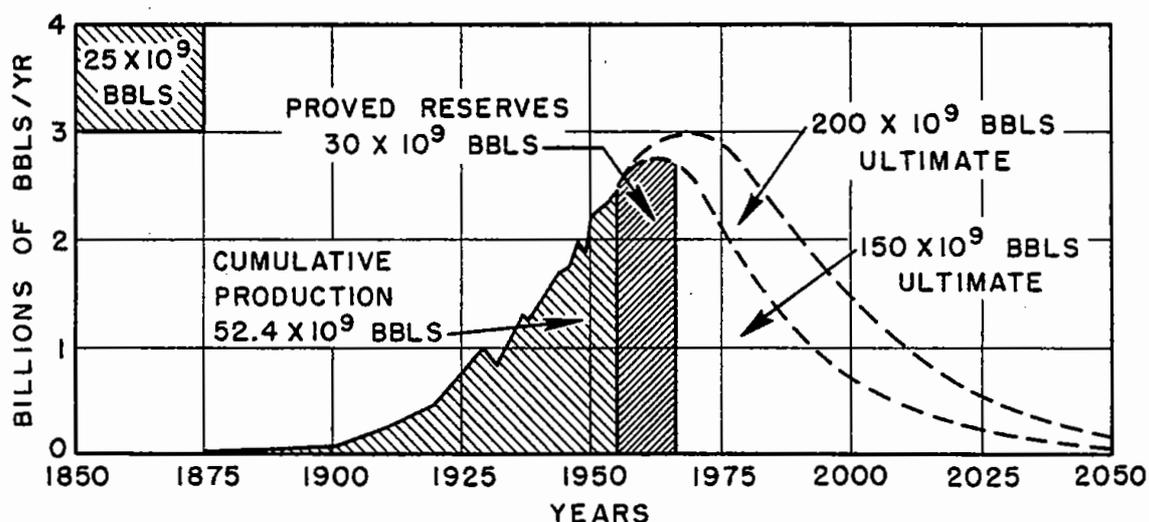


Figure 21 - Ultimate United States crude-oil production based on assumed initial reserves of 150 and 200 billion barrels.

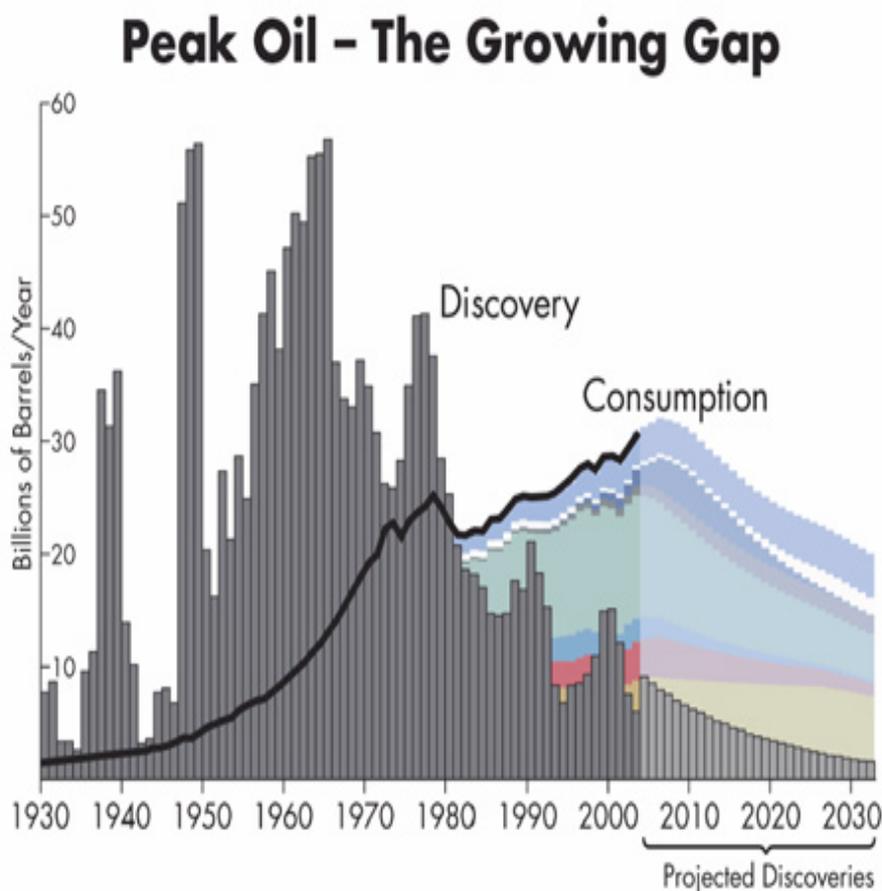
Unité : le milliard de barils/an. Un baril vaut 159 litres : selon la densité du pétrole, il faut 7 à 9,3 bbl pour faire une tonne (en moyenne 7,3). Bbl, blue barrel, les tonneaux bleus de la « Standard Oil of New Jersey ».

Lors de la découverte d'un gisement, les réserves mises en évidence commencent par augmenter, puis se stabilisent lorsque l'exploitation débute, pour finalement devenir nulles quand l'exploitation se termine. K. M. Hubbert a généralisé cela à l'ensemble des États Unis en considérant d'une part que la stagnation des découvertes était l'amorce de leur décroissance, et que d'autre part la production devait suivre la courbe en cloche des découvertes, mais translatée vers le futur. Le maximum de la production est alors appelé le « peak oil ».

Colin Campbell et Jean Laherrère (ASPO) ont estimé que le déclin mondial a commencé en 2006 et que le maintien de la production en plateau (voir tableau 2) est du à la part croissante des gisements non-conventionnels, comme les sables bitumineux de l'Athabasca, les gisements d'huile de schiste du N-Dakota ... etc.

Tableau 4 : Courbe découvertes vs consommation

[in : www.peakoil.ch, 13 01 2012]



Courbe des découvertes pétrolières (moyennes glissantes sur 5 ans) et courbe de la consommation (en milliards de barils par an). A partir des années 60, les quantités de pétrole découvertes tendent à diminuer, tandis que la production augmente. Les 2 courbes se croisent en 1981, la consommation d'huile devient alors plus importante que les découvertes annuelles : le déclin de l'industrie pétrolière est annoncé ! Depuis, les réserves diminuent, les prix du marché sont à la hausse et la production des grands gisements historiques (Cantarell, Ghawar, Roumalia ...) baisse.

Face à ces perspectives négatives, l'industrie pétrolière veut maintenir son niveau d'activité et pouvoir répondre aux besoins. Elle cherche alors de nouveaux territoires de prospection et/ou de nouvelles cibles dites non-conventionnelles.

Pour faire face au déclin des gisements conventionnels ...

... de nouvelles ressources d'hydrocarbures.

Nouveaux territoires et gisements non conventionnels

Plus loin, plus profond, plus cher ... plus polluant et plus risqué : les tensions sur les marchés des hydrocarbures relancent la prospection de nouvelles ressources, en aggravant les impacts sur l'environnement :

Pétrole off shore ultra-profond

(Au delà de - 1500 m jusqu'au fond des océans et plusieurs km dans le substratum géologique). Le forage le plus profond a été réalisé dans le golfe du Mexique sous 2540 m d'eau (2007).

Golfe du Mexique, Guyane, Brésil, Angola ...

On se souvient de l'**accident de Deepwater horizon**, à 80 km des côtes de la Louisiane, où le forage Macondo (1500 m de fond et 4500 m dans les couches géologiques), était terminé, quand, le 20 avril 2010 une remontée de gaz et d'huile a explosé et détruit la plateforme en causant la mort de 11 ouvriers.

D'après l'enquête, la fuite serait le résultat d'une mauvaise cimentation entre la roche encaissante et le tubage en acier.

Le puits a été colmaté le 19 septembre 2010 : on considère que l'équivalent de 780 000 m³ de pétrole a été répandu. Le coût pour la société BP dépassera 40 G\$.

Territoires protégés pour l'environnement

Par ex. une partie de l'Alaska, et même des territoires où la prospection est totalement interdite par une convention internationale, l'Antarctique.

Territoires nouvellement accessibles (du fait du réchauffement climatique)

C'est le cas de l'Arctique où le recul de la banquise rend l'exploration possible. De nombreux projets d'exploration sont en cours dans les zones économiques exclusives (200 miles à partir des côtes) : Norvège et Spitzberg, Russie, Alaska, Groenland (Danemark), Islande ... et une certaine tension existe sur le contrôle des eaux internationales. L'USGS (service géologique US) envisage un potentiel de 13% des réserves mondiales de pétrole et de 30% des réserves de gaz.

Sables bitumineux.

Il s'agit de l'Orénoque, de Madagascar et surtout des sables bitumineux de l'Alberta (Canada). Le bassin de l'Athabasca où ces ressources existent fait 140 000 km², dont la moitié a été concédée. Les sables contiennent de 10 à 12% de bitume lourd, qui après exploitation dans d'immenses carrières, sera traité à l'eau chaude pour abaisser la viscosité : on récupère ainsi 75 % du bitume contenu. Sur plus de 600 km², la forêt, les tourbières sont détruites, et font place aux carrières, bassins de décantation, usines ... Pour produire un baril, il a fallu exploiter 2 t de roche, utiliser 0,3 à 0,7 t d'eau pour le traitement, et finalement, pour tout ça, consommer l'équivalent d'un demi baril de pétrole.

L'exploitation est en partie réalisée en travaux miniers souterrains.

Le Canada prévoit une production de 180 Mt en 2020 et deviendrait exportateur.

Au final, une exploitation onéreuse, avec un ratio [énergie consommée/énergie produite] élevé, et une catastrophe environnementale : le Canada, signataire des accords de Kyoto, annonçait pour 2002 une baisse de 6% de ses émissions de GES ; il a au contraire enregistré une croissance de 31% et a retiré sa signature du traité en 2012.

Schistes bitumineux

Ils contiennent du kérogène (et donc pas d'hydrocarbures fluides) qui devra être pyrolysé à plus de 450°C. Opération consommatrice d'énergie, productrice de déchets, qui ne deviendra économique que pour un prix du pétrole beaucoup plus élevé.

Une ancienne exploitation en France, près d'Autun (71).

Gaz de houille (coal bed methane, CBM)

Il s'échappe depuis les couches de charbon où il est absorbé. Pendant l'exploitation du charbon, les venues donnent un mélange explosif, le grisou. Depuis la fermeture des mines du Nord et de Belgique, ce gaz est récupéré en faible quantité.

Il y a actuellement un projet d'exploitation en Lorraine par une société d'origine australienne, qui en forant avec déviation jusqu'à l'horizontale (mais sans fracturation hydraulique), espère obtenir des débits importants (Le Monde, 29 01 13).

Aux Etats Unis, la production 2011 de gaz de houille atteignait 54 Gm³, 6% des extractions de gaz du pays.

Gaz et huile de roche mère, enfin, exploités aux Etats Unis depuis le début des années 2000, sont à l'origine d'un boom économique. Les forages se sont multipliés en Pennsylvanie, en Oklahoma, au Texas pour le « *shale gas* » (on parle de 2 millions de forages dont un million avec fracturation hydraulique, plus de 500000 sont en production). D'une année sur l'autre, la croissance de la production est autour de 40%, le gaz de schiste qui représentait 8% du gaz extrait aux Etats Unis en 2007 en représente en 2011 près de 30%.

L'évolution est analogue pour l'huile de roche mère exploitée dans le bassin de Williston (Dakota du Nord, Montana, Saskatchewan et Manitoba), la production soutenue par une multiplication des forages était de l'ordre de 45 Mt en 2011 (fin 2013, le seul Dakota du Nord pourrait atteindre un rythme annuel de production de 50 Mt).

Gisements et exploitation de gaz et huile de roche-mère

[gaz de schiste et pétrole de schiste]

Le premier point commun à ces gisements est de concerner une couche de shale, roche détritique très fine, riche en matière organique, feuilletée, et où cette matière organique du fait de l'enfouissement géologique, de l'élévation de température qui l'accompagne, a été transformée en hydrocarbures : ces niveaux constituent les **roches mères** d'hydrocarbures.

Ceux-ci sont liquides pour des enfouissements proches de 2 km, gazeux pour des enfouissements autour de 3 km (voir tabl. 1).

Deuxième point commun, une part importante de ces hydrocarbures, du fait de la forte imperméabilité de ces roches mères, n'a pu s'échapper et reste dispersée absorbée sur des matières organiques, ou emprisonnée dans des pores de quelques dizaines de nanomètres.

Troisième point commun, et différence majeure par rapport aux ressources fossiles, le gisement (tonnage rassemblé en un petit volume) n'existe pas, mais c'est une grande étendue de roche qu'il faut drainer, et ce drainage ne sera possible que si ce réservoir « étanche » a pu être ouvert par une fracturation provoquée.

Ces points conditionnent l'exploitation :

1. Les forages sont d'abord verticaux, puis déviés jusqu'à l'horizontale en restant dans la roche mère. Les drains horizontaux sont de l'ordre du km. Un tubage d'acier (en général, plusieurs successivement) est descendu, et un ciment injecté entre le tube et les roches encaissantes assure l'étanchéité du tubage.

2. On ferme une section du drain (sur une centaine de mètres) par un bouchon, on descend des micro charges explosives qui vont percer le tubage et le ciment et on place un deuxième bouchon.
3. On alimente l'espace entre les deux bouchons par de l'eau, dont on augmente la pression jusqu'à ce que s'ouvrent des fissures dans la roche ... c'est ce processus qui est appelé **fracturation hydraulique** (fracking). L'ampleur de la surpression détermine celle des fissures : l'objectif est de drainer la roche le plus intimement possible, sans rouvrir d'anciens accidents géologiques, et sans que ces fractures s'étendent vers d'autres couches géologiques par lesquelles les hydrocarbures pourraient s'échapper. Les pressions sont rarement indiquées, les surpressions au sommet du puits dépassent 100 bars (éq. poids d'une colonne d'eau de 1000 m). Les fissures ouvertes sont verticales et parallèles à la pression horizontale la plus élevée. On estime à 10 000 – 15 000 m³ les quantités d'eau nécessaires à la fracturation d'un drain.
4. En suspension dans l'eau, des grains de sables vont coincer les fissures ouvertes, qui resteront ouvertes quand les surpressions seront stoppées. D'autres additifs interviennent sur la viscosité du milieu, contre l'action de bactéries, comme lubrifiant ... Il y a eu de nombreuses actions en justice aux Etats Unis pour obtenir la liste des produits utilisés, et vérifier qu'un certain nombre de ces molécules étaient cancérigènes.
5. Une part des fluides utilisés retourne à la surface, où ils doivent être traités spécifiquement pour éliminer toutes les substances nocives qu'ils ont drainées en profondeur : radioéléments, métaux lourds, H₂S ... Aux Etats Unis, pourtant, l'usage continue de réinjecter en force ces fluides dans des aquifères plus profonds (quitte à générer des séismes).
6. Le gaz (ou l'huile) remonte par différence de densité et est collecté.
7. Dernière caractéristique, la production décline assez rapidement ... de l'ordre de 50% par an, si bien que la durée de l'exploitation d'un drain ne dépasse pas plusieurs années : il faut multiplier les drains à partir d'une même plateforme, multiplier les plateformes, pour d'une part assurer une production stable, et d'autre part drainer le plus possible la roche mère : on estime à quelques % la quantité d'huile récupérée par rapport à la totalité de l'huile contenue, à 10 à 20%, celle du méthane collecté.

« Drill, baby, drill » (slogan du Tea Party en 2008) : ces ressources non-conventionnelles sont d'abord affaire de foreurs.

Eléments de discussion

Sous nos pieds, un pactole ! ... ?

Il faut d'abord discuter de la réalité économique de l'eldorado annoncé. :

Ressources vs réserves, en France

Les indications chiffrées qui circulent ont deux sources :

- Pour le gaz, il s'agit de calculs qui extrapolent l'épaisseur de la roche mère, les teneurs possibles en matière organique, les teneurs hypothétiques en gaz, la surface où la maturation de la roche-mère aurait libéré du gaz, le taux de récupération possible du gaz L'US Energy Information Administration (EIA) a abouti en 2011 à un volume de gaz techniquement récupérable de **5000 Gm³** pour la France, révisé à 3880 en juin 2013 (consommation française, # 43 Gm³).

- Pour l'huile, un calcul sur les mêmes bases pour le Bassin parisien à partir d'une étude du BEICIP (2009) a abouti à un potentiel de **100 Gbbl** d'huile générée dans le bassin (soit 15 Gm³ en place et de l'ordre de 0,5 à 1 Gm³ récupérable).

Les chiffres annoncés pour le gaz sont en dehors de toute réalité : l'épaisseur de la roche mère potentielle et les taux de matière organique ne sont connus que par quelques forages anciens, et si on sait que de petites quantités de méthane ont été repérées, il n'y a aucune indication sur sa teneur en roche, et plus encore aucune indication selon laquelle ce méthane initial a été conservé après les compressions pyrénéennes et alpines. On n'a pas davantage idée des taux de récupération, fixés par l'agence américaine à 25% et qui pourraient aussi bien être sensiblement inférieurs.

Le caractère irréel des chiffres de l'EIA est apparu en Pologne, où le chiffre du potentiel récupérable de 5300 Gm³ annoncé a été ramené par l'Institut National de Géologie de Varsovie à une fourchette comprise entre 346 et 768 Gm³, donc de l'ordre de 10%, sans recherches nouvelles, mais en intégrant les données d'explorations anciennes.

Si la géologie du bassin de Paris est beaucoup mieux connue en raison des nombreux forages qui ont traversé les horizons sédimentaires (exploration pétrolière, stockage de gaz, géothermie, site de stockage de déchets nucléaires ...), **le potentiel géologique d'huile annoncé** est totalement indicatif. On sait – des gisements de pétrole sont encore exploités – que ce pétrole a migré, mais dans une proportion que l'on ignore. Les taux de récupération à partir de la fracturation hydraulique sont eux-mêmes inconnus : dans la province du N. Dakota, ils sont estimés entre 2 et 10%. Au delà, ces taux vont dépendre de la densité de drainage de la roche mère par les forages et de la pénétration de la fracturation hydraulique.

Pour encore mieux illustrer le côté subjectif de ces indications, le rapport commun du Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies et du Conseil général de l'environnement et du développement durable (avril 2011), a pondéré les chiffres de l'US EIA avec peu de justificatifs et donne des potentiels récupérables de 500 Gm³ de gaz et de 100 Gm³ d'huile.

Les chiffres de l'EIA et ceux du rapport ont été repris dans les médias, mais aussi par tous ceux qui sont intervenus sur ce sujet. Parmi les derniers, le rapport de Louis Gallois sur la compétitivité, celui de Christian Bataille et Jean Claude Lenoir, député et sénateur, qui reprennent les chiffres américains en les mettant en relation avec le déficit de la balance énergétique (rapport à l'OPECST, 31 janvier 2013), avec l'idée qu'on doit mettre en valeur ces ressources pour équilibrer le commerce extérieur, créer des emplois en France, et restaurer la compétitivité de l'industrie.

Tout ceci doit être démonté, en insistant sur le sens du terme « **réserves minérales** », qui s'applique aussi bien à l'industrie minière que pétrolière et gazière. Il s'agit par des travaux miniers, par des forages, d'obtenir la **quasi-certitude d'un tonnage** que l'on exploitera, le bénéfice obtenu par l'exploitation paiera et plus le coût des travaux engagés pour le mettre en évidence. Ces données doivent être objectives : en fonction de la densité des informations, on parlera de réserves prouvées ou probables avec des marges d'erreur. Ce sont ces réserves qui construisent la valeur d'un gisement, validée par les bourses financières, cette valeur permettra à l'entreprise de lever les capitaux nécessaires.

Eh bien, il n'y a rien de tel à propos de ces « **ressources** » de roche mère, dont la première caractéristique est d'être dispersée. Les cibles existent – les horizons riches en matière organique, mais il n'existe aucune donnée permettant d'annoncer une valeur, ni même une probabilité de valeur, qui justifierait un investissement, même à risque. Il s'est produit un phénomène étrange, l'annonce aux Etats Unis de potentiels très importants pour la France a conduit à une multiplication de dérapages, de ressources potentielles, on est passé à des réserves, dont la valeur est devenue significative par rapport à la balance des paiements. Il y a de quoi être étonné : pour certains il pourrait s'agir de méconnaissance de l'industrie extractive, mais on aurait attendu des tutelles publiques, des responsables politiques et des opérateurs, qu'elles coupent le cou à ces dérives ... qui pourraient être dangereuses en terme financier, quand on appelle à investir sans connaître la valeur du produit !

A leur décharge, il faut dire que l'exemple américain d'une croissance énorme, aussi bien en gaz de schiste qu'en huile, trouble et conduit de nombreux observateurs à minorer certains aspects de ce développement : déréglementation environnementale, mitage du territoire, déstabilisation du marché du gaz, multiplication des conséquences environnementales ...

La fracturation hydraulique

Figure 4. Microseismic Diagrams of Typical Hydraulic Fracturing Job in the Barnett Shale

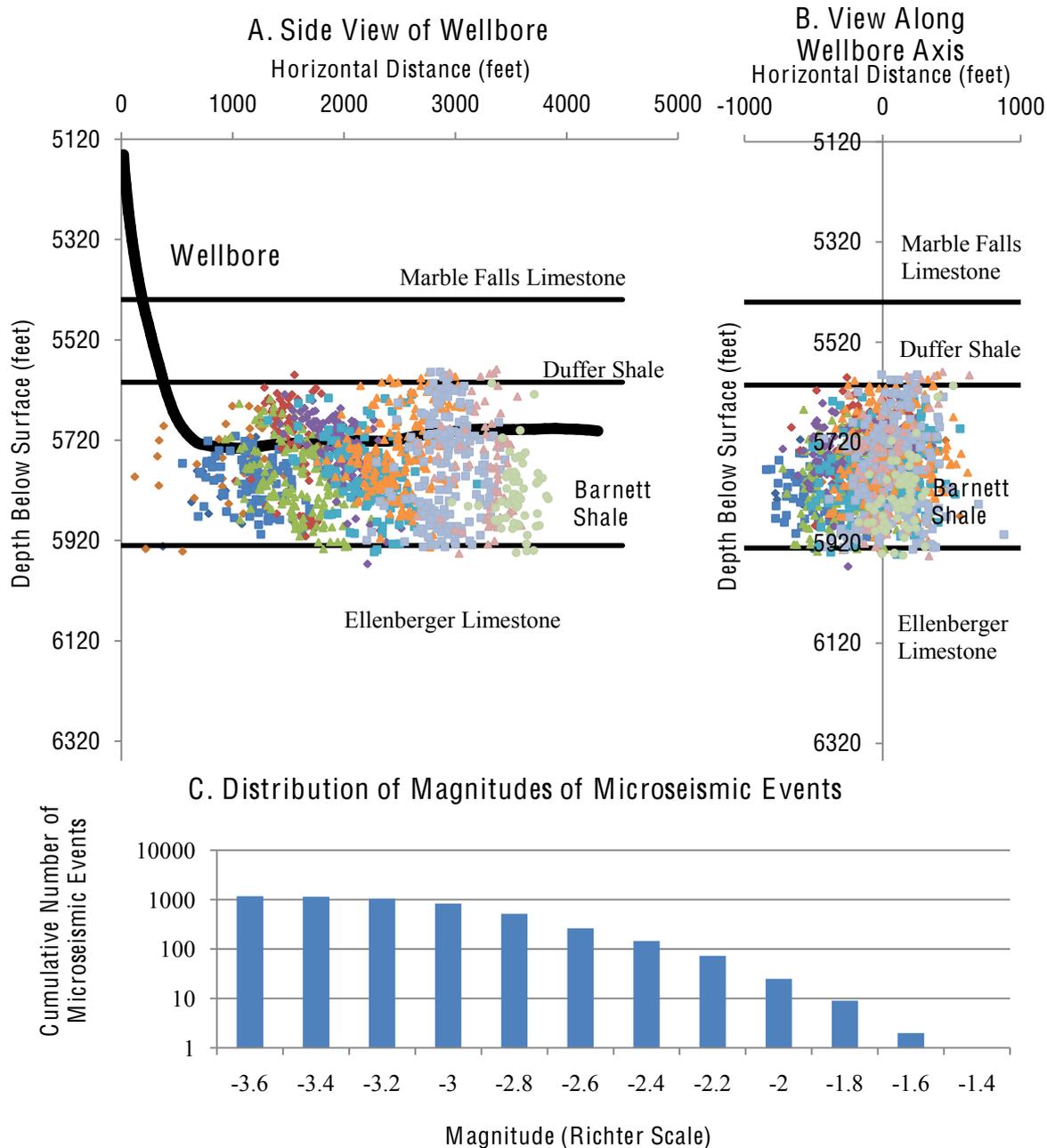


Tableau 6 : Fracturation dans le Barnett shale (Texas)

Vue longitudinale (A) et transversale (B) d'un forage (trait noir épais) avec son drain sub-horizontale sur lequel l'entreprise a effectué des successions de fracking. Les microséismes provoqués sont enregistrés à partir d'autres puits, et sont localisés : un point correspond à l'ouverture d'une fracture. Chaque étape de fracking est reportée par une couleur différente. On note que les fractures s'ouvrent très préférentiellement au sein du Barnett shale (roche mère), sur une extension verticale de l'ordre de 100 m, l'extension horizontale est plus importante (# 400 m, fig. B). Le processus paraît réaliser une canalisation très spécifique du méthane contenu dans la roche mère.

Les microséismes provoqués ont une intensité très faibles (magnitudes négatives).

Ce document est de ceux utilisés pour attester de la maîtrise de la fracturation hydraulique par les opérateurs. D'après M. Zoback (2010)

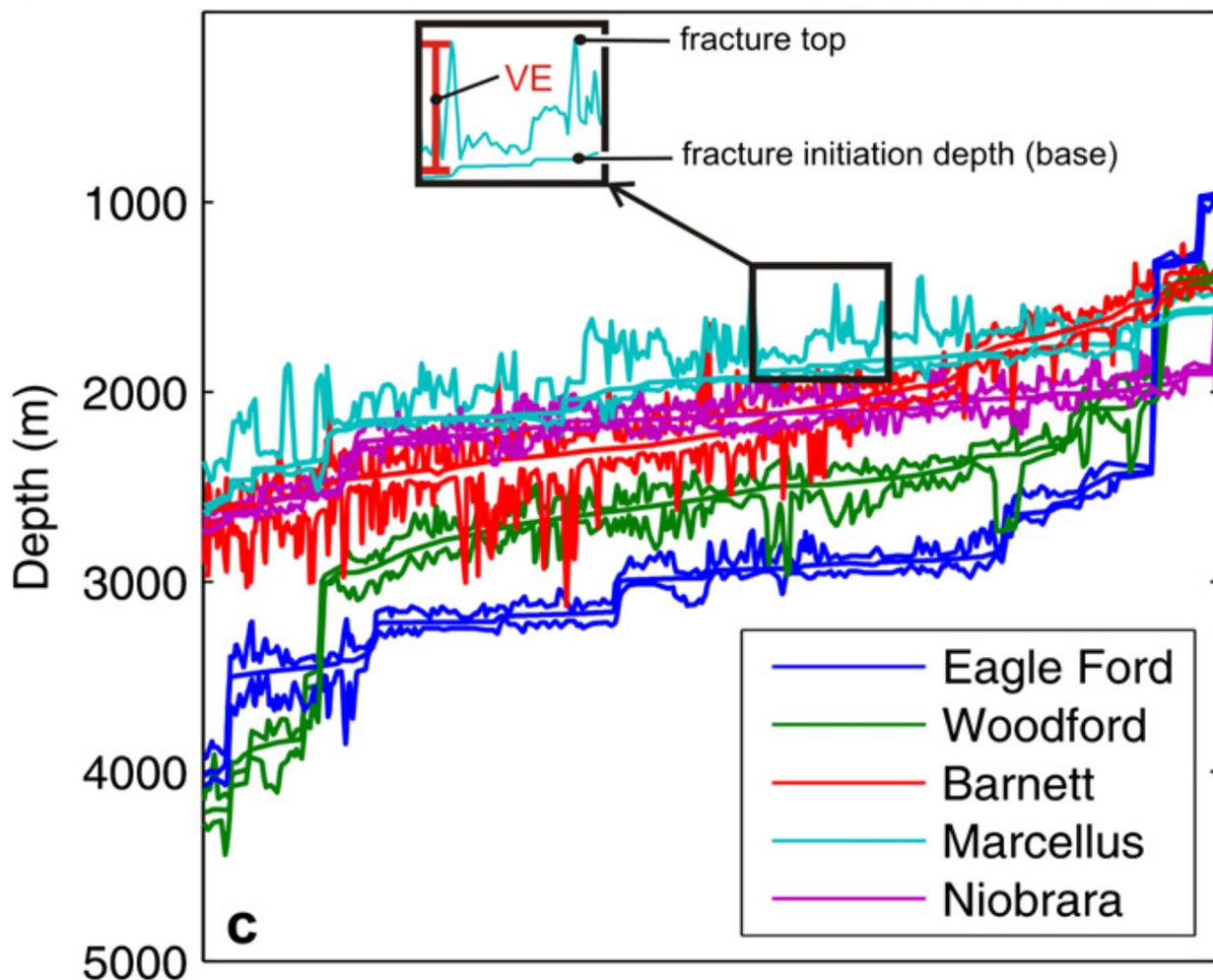


Tableau 7 : L'ampleur des fractures

Courbes pour différents bassins, construites à partir des forages productifs par fracturation hydraulique, juxtaposés en fonction de leurs profondeurs. Le trait continu marque l'emplacement du drain, les deux courbes crénelées correspondent aux enveloppes supérieure et inférieure des fractures.

L'extension des fractures supérieures atteint souvent plusieurs centaines de mètres (voir plus loin).

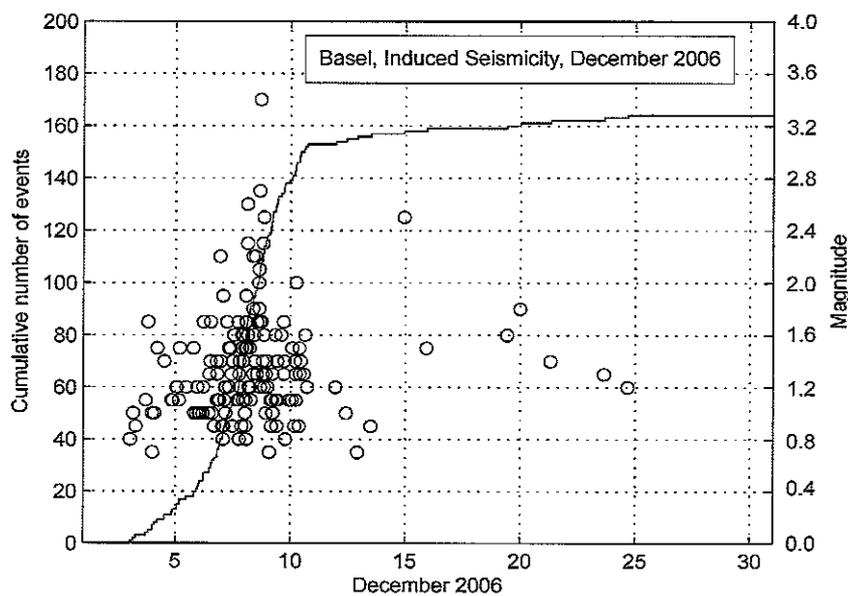
in : Davies et al., *Hydraulic fractures : How far can they go ? Mar. Petr. Geol.* 2012, vol. 37, 1, p.1-6

Tableau 8. Fracturation et séisme, ex. de Bâle (Suisse)

Autre exemple de fracturation hydraulique, mais en géothermie. A Bâle, on a injecté des quantités d'eau sous pression à 5 km de profondeur pour aménager des fissures permettant la collecte d'eau réchauffée par un deuxième puits. L'injection a commencé le 2 décembre 2006, et a engendré des séismes jusqu'à 2,6 (arrêt de l'injection), puis 2,7 et 3,4 le 8 décembre (réouverture du système et décision d'arrêt du projet). La sismicité persiste, en diminuant d'intensité, puis s'interrompt.

Au contraire de l'exemple du tableau 6, les injections en surpression, en débit et en durée analogues à celles pratiquées pour le gaz de schiste, ont généré des séismes d'une magnitude propre à provoquer des dégâts limités : le processus n'est donc pas toujours maîtrisé.

Le diagramme montre le nombre de séismes provoqués (trait continu, au total plus de 15000) et les magnitudes (cercles, échelle de droite).



Swiss Seismological Service, 2006 (v. 2009.1)

A Blackpool (GB), une fracturation pour produire du gaz de schiste a déclenché le 27.5.11 un séisme de magnitude 2,3. Les travaux ont été interrompus, ils ont repris après des études qui ont défini de nouvelles règles de sécurité.

La fracturation hydraulique, l'introduction de grandes quantités d'eau dont une part importante reste dans le sous sol, modifie les paramètres physiques du milieu. Quand ces nouvelles contraintes se relâcheront-elles, et avec quelle intensité ? Les questions sont posées.

Tableau 9. La fermeture des puits.

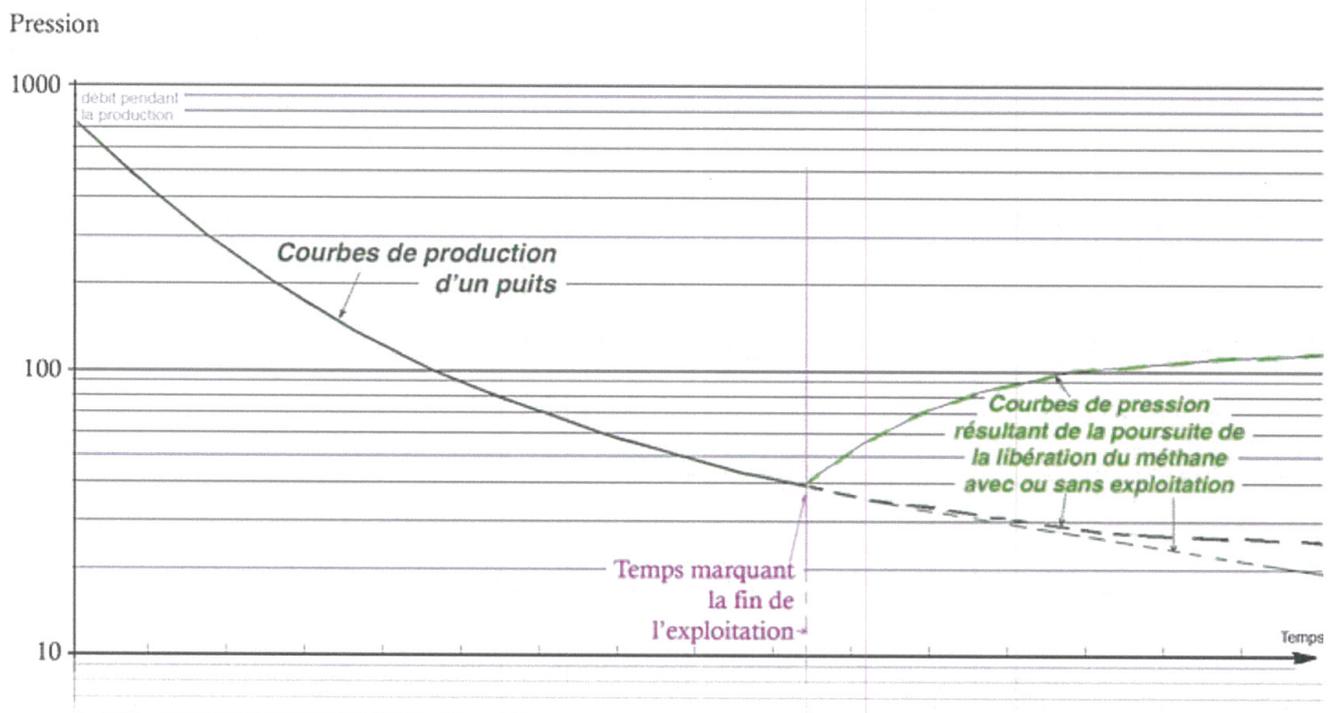
La fracturation hydraulique a provoqué l'ouverture d'un système géologique resté fermé pendant des durées géologiques. La densité et la profondeur des fissures permet (s'il y a du gaz) une importante production (jusqu'à plusieurs Mm³/j) qui décline rapidement. En quelques années, la production doit être arrêtée et le puits fermé par un bouchon de ciment.

Mais le système a été ouvert et le processus de libération du méthane se poursuit, alors que la cimentation du puits a stoppé d'évacuation. La pression augmente et doit être libérée, soit par la réactivation d'accidents anciens, soit par les zones moins imperméables que constitue le ciment des forages.

C'est la thèse que présente Marc Durand, qui souligne que de nombreux puits fuient (18/29 forages pour le shale Utica au Québec) et demande la surveillance des puits durant de nombreuses années par les entreprises (99 ans puis n x 99 ans).

Courbes théoriques de débits d'exploitation du gaz de shale

in : Blog de Marc Durand, 25 02 2011



D'autres aspects alimentent la critique de l'exploitation des gaz et huile de roche-mère :

- **Les risques en surface** associés à la multiplication des chantiers, fuites, accidents, incendies, blessures, circulation d'engins ... Il n'y a pas de risques particuliers, mais la production de méthane rend le sujet plus sensible.

- **Les risques liés à l'activité de forage**, protection des aquifères, mécanismes de fermeture des puits (Blow Out Preventer BOP), les boues de forage ...
- **Les additifs utilisés.** La formule utilisée était un « secret industriel », elle a finalement été rendue publique en 2009 après des recours juridiques fondés en particulier sur des exemples de contamination en surface. La liste figure en annexe 1 du rapport du Tyndall Centre (Manchester University, 2011) :
http://www.tyndall.manchester.ac.uk/public/Tyndall_shale_update_2011_report.pdf
- **Les eaux rejetées par le forage** : 30 à 70% de l'eau injectée pour la fracturation hydraulique sont rejetées. Contaminées en profondeur, elles nécessitent un traitement spécifique tenant compte des éléments volatils qu'elles contiennent.
- **Les fuites de méthane** : des chercheurs ont montré que l'exploitation des gaz de schiste s'accompagnait d'émissions de méthane à un point tel que le bilan en terme d'émission de gaz à effet de serre devenait aussi mauvais que les émissions dues à l'exploitation du charbon :
<http://www.sustainablefuture.cornell.edu/news/attachments/Howarth-EtAl-2011.pdf>

Du point de vue économique, l'exploitation du gaz de schiste n'a été possible qu'en raison d'une forte augmentation du prix du gaz au début des années 2000. Mais l'irruption sur le marché américain du gaz de schiste s'est traduit par la création d'un double marché : le gaz conventionnel, qui fait l'objet de marchés à long terme et reste à un prix élevé, et le gaz de schiste dont le prix s'est effondré, en même temps que les investissements se développaient (il faut forer !).

La conséquence de cela a été une certaine destabilisation des opérateurs : Chesapeake, un des leaders pour le gaz de schiste, a annoncé des pertes en 2012 et prévoit une baisse de sa production en 2013 ; Total, qui avait investi au Texas annonce lui aussi des pertes ; Exxon Mobil, Marathon Oil, Talisman Energy et ENI se retirent des permis acquis en Pologne ... la bulle pourrait se dégonfler.

D'autant que la réalisation des projets en Europe impose d'importantes et coûteuses protections environnementales.

Retour sur l'avenir énergétique

En France, les questions relatives à l'avenir énergétique ont fait l'objet du « débat national sur la transition énergétique » auquel succèdera un projet de loi. Pour prolonger la première partie de ce fascicule (passé et avenir énergétique), voici quelques éléments issus d'une synthèse de l'Organisation de coopération et de développement économiques de mars 2012 :

Perspectives de l'environnement de l'OCDE à l'horizon 2050 : les conséquences de l'inaction. Synthèses.

www.oecd.org/fr/env/indicateurs...perspectives/49884240.pdf

L'état actuel est un monde dont les besoins énergétiques restent assurés à 87% par les énergies fossiles et où la part des énergies renouvelables (hydroélectricité et autres) n'est que de 7,9% (tableau 2). Un monde où les émissions de gaz à effet de serre ont une croissance rapide et où le niveau de CO₂ dans l'atmosphère progresse (391 ppmv en juin 2012, 278 avant l'ère industrielle).

Le rapport de l'OCDE dit ceci :

- En 2050, la population mondiale sera de 9 milliards de personnes.
- L'économie mondiale atteindra 4 fois son niveau actuel.
- La consommation énergétique augmentera de 80%.
- La part des énergies fossiles sera de 85% de l'ensemble des ressources énergétiques.

En conséquence de cela, les émissions mondiales de GES augmenteront de 50%, essentiellement en raison d'une augmentation de 70% de la part issue des énergies fossiles.

La concentration du CO₂ dans l'atmosphère atteindrait alors 685 ppmv, et provoquerait une élévation de la température moyenne mondiale de + 3 à + 6°C.

En d'autres termes un scénario catastrophique.

Le rapport examine ensuite les impacts sur la biodiversité, l'eau, la pollution atmosphérique, et discute de mesures d'urgence à prendre.

Ce scénario a des impacts secondaires, l'augmentation annoncée de la consommation en énergies fossiles sera ventilée entre le charbon, le pétrole et le gaz. L'état des ressources en charbon pourrait peut-être permettre une telle croissance, pour le gaz même avec le gaz de schiste, cela sera difficile, pour le pétrole la production mondiale devrait alors dépasser les 7 milliards de tonnes, ce qui apparaît totalement irréaliste alors que la production actuelle stagne.

Il y a bien une double impasse, climatique et énergétique.

Annexe : Corrélations à travers le Bassin parisien

A partir des données de 11 forages, d'Ouest en Est, de Mantes la Jolie en passant par Paris jusqu'à Saint Dizier, les principales limites géologiques montrent la forme en cuvette du bassin (échelle des hauteurs x 45). L'isotherme 65°C est tracé à partir d'un gradient géothermique de 33°/km et d'une température moyenne en surface de 11°C, soit 1650 m sous la surface.

65°C, c'est à peu près l'entrée dans la « fenêtre à huile » (voir tableau 1) ... l'intersection de cette limite avec celles du Lias (qui englobe les « Schistes carton ») délimite le domaine où la matière organique du Lias a produit des hydrocarbures liquides = le domaine à potentiel en pétrole de roche mère.

