

Gaz et pétrole de schiste

UMR Sisyphe, Université Pierre et Marie Curie
jacques.thibieroz@upmc.fr



Source : EcoFlight, www.skytruth.org

**Champ d'exploitation du Baxter shale (Crétacé supérieur, Wyoming). Les forages exploitent la roche-mère à 2 à 3 km de profondeur, avec forages horizontaux et fracturation hydraulique. Espacement : quelques centaines de mètres entre 2 têtes de puits.
Aux Etats Unis, il y a eu 1 million de forages avec fracturation hydraulique, dont 515 000 en production.**

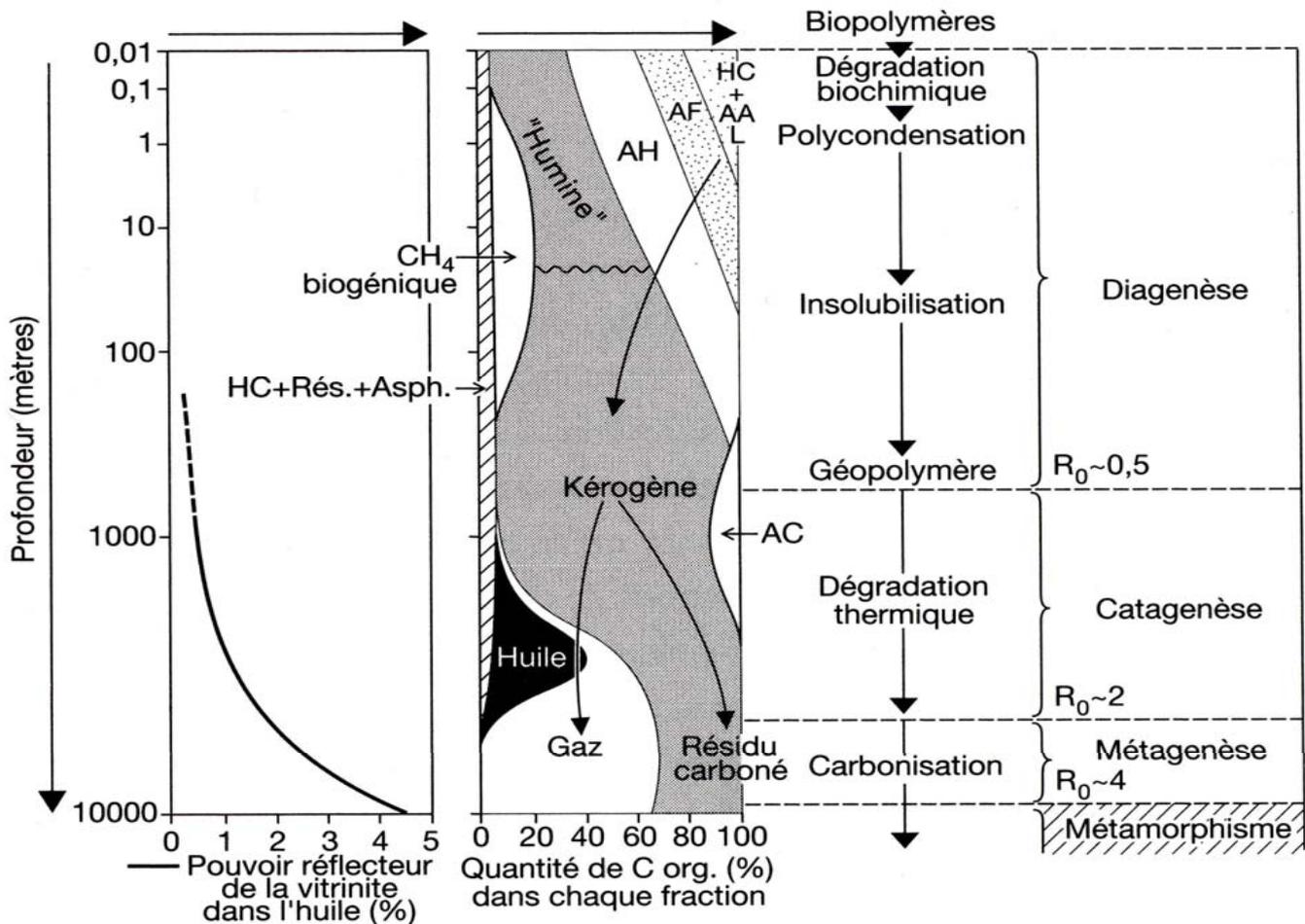
Tableau 1 : de la matière organique des sédiments au pétrole et au gaz

[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, plus légers que l'eau, subissent une poussée qui tend à les faire 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 énergétique

Le **tableau 2** ci-dessous 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 m3 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

[Sources : Ann. Mines, jan. 92 ; www.bp.com]

Mtep	1960	1973	1980	1990	2000	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Charbon, lignite	1203	1365	1692	2273	2354	3242	3367	3481	3523	3727	3956
Pétrole, GNL	1051	2871	3092	3175	3618	3919	3929	3965	3869	3945	3996
Gaz naturel	374	1059	1298	1790	2177	2590	2654	2751	2667	2867	2955
Hydro-électricité	84 (267-	294 -en 70)	385	490	602	687	700	728	738	779	792
Electricité nucléaire	(3) (18-	46 -en 70)	161	453	584	635	622	619	614	626	599
Autres renouvelables	-	-	-	28	52	94	107	123	141	166	195
Total	(2915)	5635	6628	8209	9387	11367	11379	11667	11552	12110	12493

Pour les énergies fossiles, il s'agit des quantités **produites**, pour l'électricité, des quantités **consommées** (donc produites, l'électricité ne peut être stockée).

1. Croissance générale de + 1,26% / an sur 51 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**).
3. Croissance importante de l'hydroélectricité, tandis que le nucléaire marque un palier (très peu de nouvelles centrales depuis Tchernobyl, 1986).
4. Apparition des autres énergies renouvelables, dont la part dans le bilan mondial reste faible (1,6% en 2011).

Les combustibles fossiles sont à l'origine de près des $\frac{3}{4}$ des émissions de dioxyde de carbone, qui constituent elles-mêmes la cause principale de l'effet de serre et du réchauffement climatique. La croissance exponentielle des productions (encore + 3,5% pour 2011/2010) 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.

L'augmentation des tonnages de combustibles fossiles extraits (voir ci dessous les conversions) entraîne une augmentation du CO₂ émis lors de leur combustion : + 3,8% pour 2011/2010

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 !

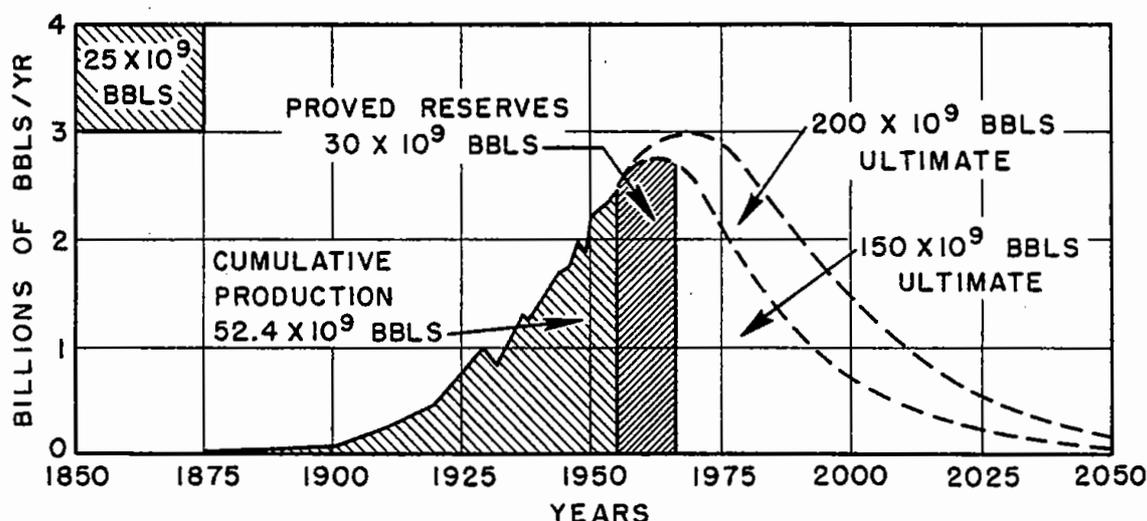


Figure 21 - Ultimate United States crude-oil production based on assumed initial reserves of 150 and 200 billion barrels.

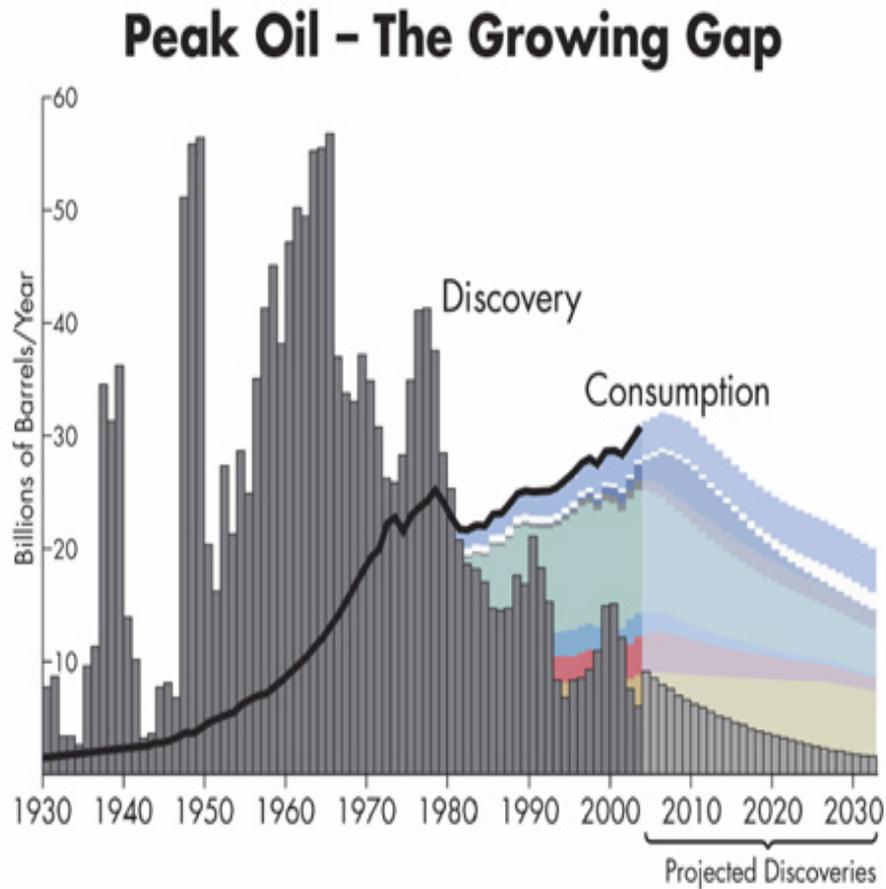
Unité : le milliard de barils/an. Un baril vaut 159 litres : selon la densité du pétrole, il faut 7 à 9,3 bbl pour faire une tonne (en moyenne 7,3). Bbl, blue barrel, les tonneaux bleus de la « Standard Oil of New Jersey ».

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 des découvertes, mais translatée vers le futur. Le maximum de la production est 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 (au moins elles le devraient, voir tableau 5), 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.

**Tableau 5 : Le paradoxe des réserves :
elles augmentent quand les découvertes diminuent !**

Faute de pouvoir accéder aux informations, cette énorme extension des réserves surprend. Elle pourrait résulter en partie d'une intégration des réserves non-conventionnelles, d'un ajustement à la hausse des réserves prouvées et d'une amélioration de la récupération. Non explicitée (y compris les chiffres anciens sont revus à la hausse), il y a un doute sur l'énormité des chiffres dont le résultat est d'éloigner l'inquiétude sur l'avenir pétrolier.

Année	Production (P)	Réserves officielles (R) (au 31 12)	Réserves en années (R/P)
2011	3996 Mt	226,4 Gt	56,7 années
2010	3945	222,2	56,3
2009	3869	208	53,8
2008	3965	202,1	51
2007	3929	192,4	49
2006	3919	186,9	47,6
2005	3916	185,9	47,5
2004	3879	184,4	47,5
2003	3705	183,6	49,6
2002	3588	181,1	50,5
2001	3607	173,6	48,1
2000	3618	172,3	47,6
1996	3384	149,1	44,1
1992	3195	142,4	44,6
1988	3075	140,6	45,7
1984	2819	106	37,6
1980	3092	95,4	30,9

[source : bp.com]

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 éq. 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, où 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.

Les 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 s'apprête à retirer sa signature du traité.

Les 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).

Le 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.

Enfin, **le gaz et l'huile de roche-mère**, 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 Bakken (Dakota du Nord, Montana et Saskatchewan), la production soutenue par une multiplication des forages était de l'ordre de 45 Mt en 2011.

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 **roche-mère** 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 dixièmes 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 réouvrir 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 cancérogènes.
 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 (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 sont connus dans quelques forages anciens, et si on sait que de petites quantités de méthane ont été recoupées par quelques forages, 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 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 dispersées. 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

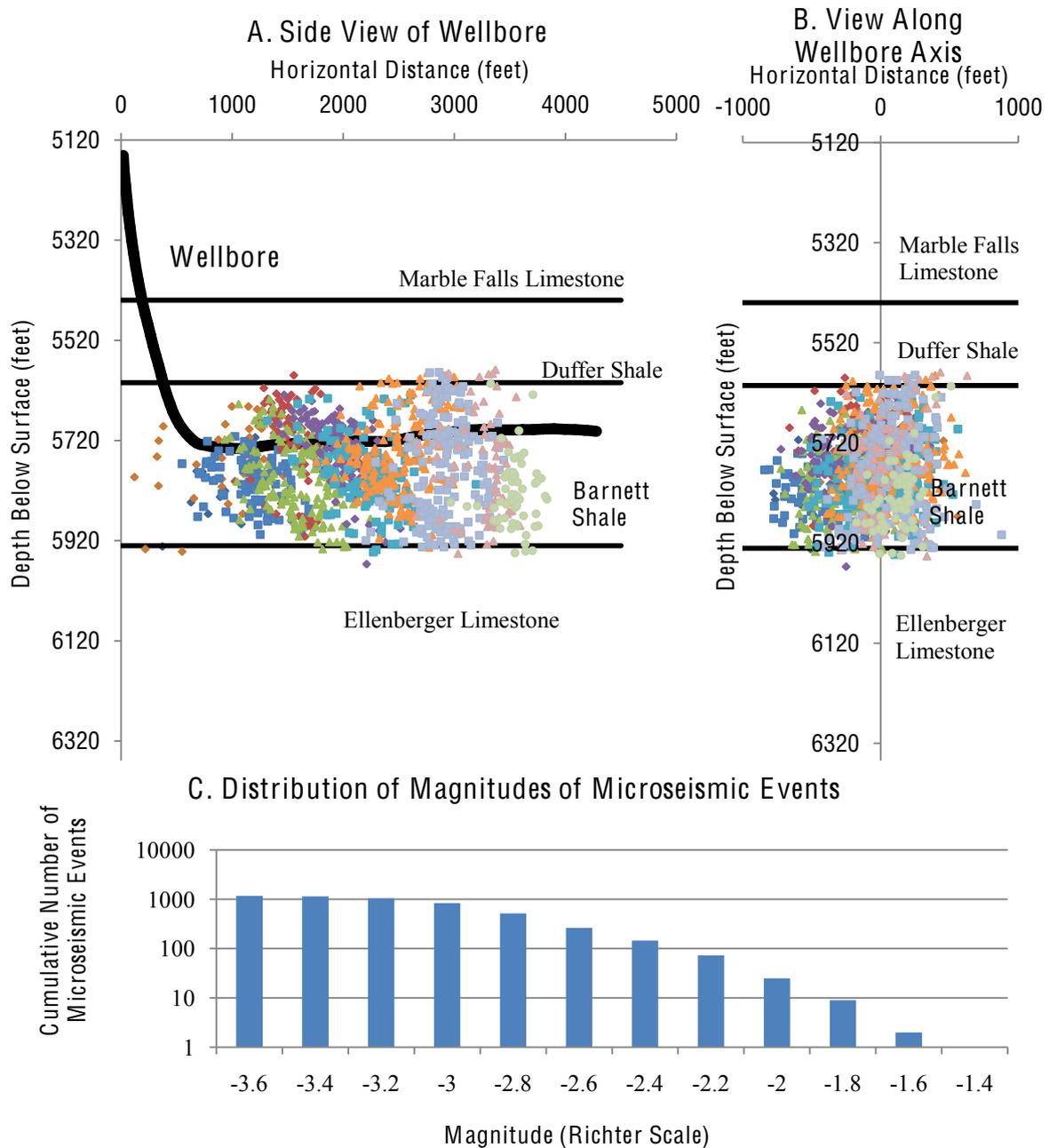


Tableau 6 : Fracturation dans le Barnett shale (Texas)

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 micro-séismes 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)

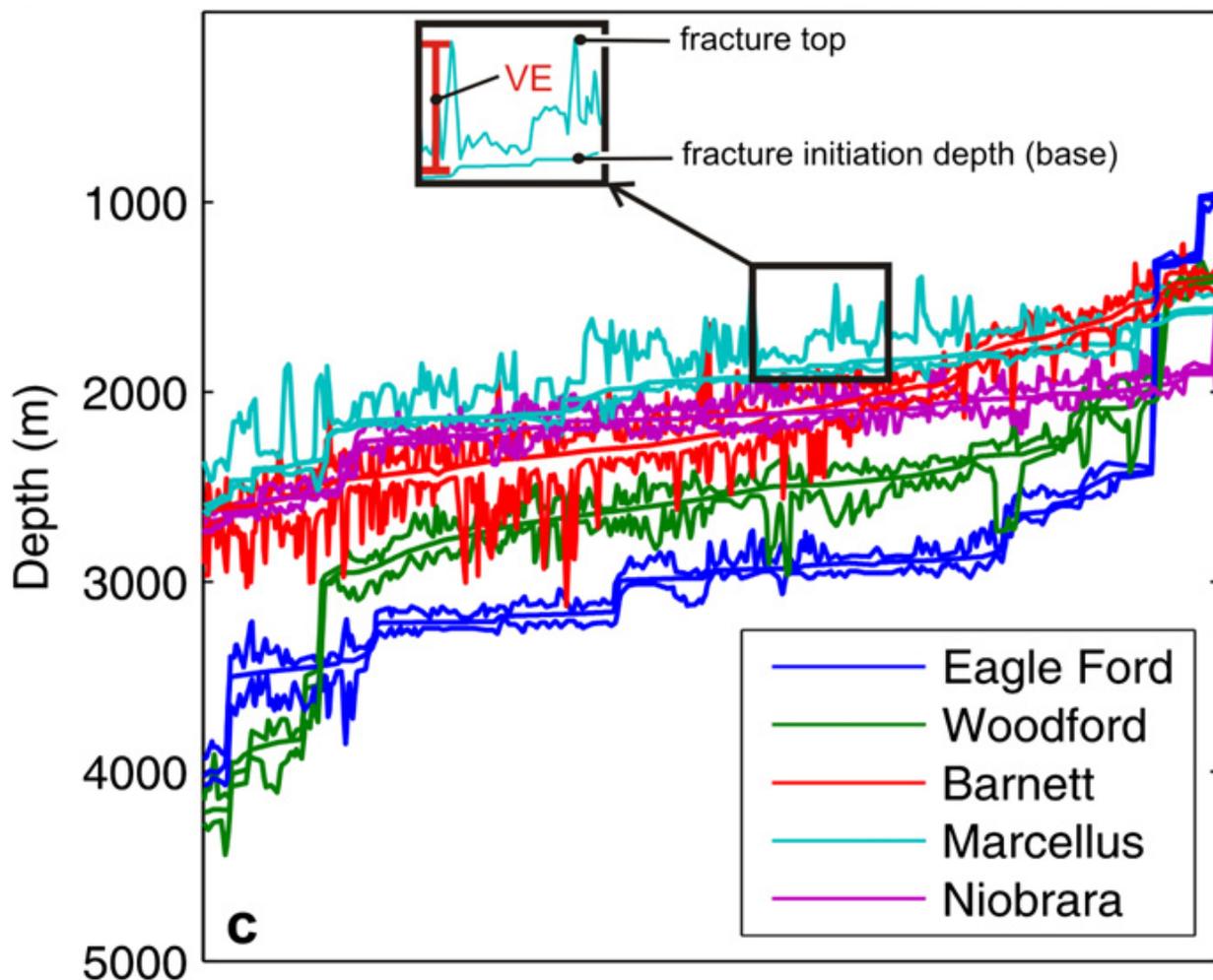


Tableau 7 : L'ampleur des fractures

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.

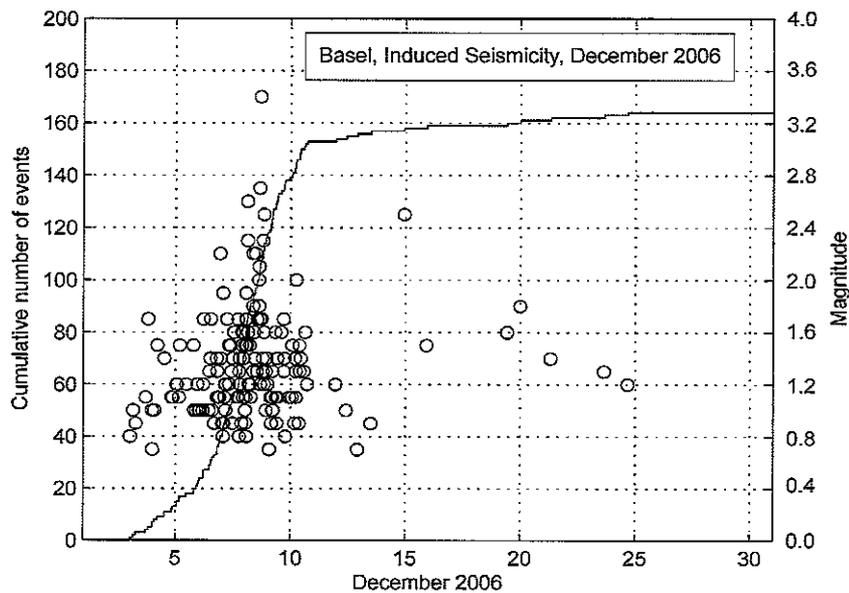
L'extension des fractures supérieures atteint souvent plusieurs centaines de mètres (voir plus loin).

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, l'exemple de Bâle (Suisse)

Autre exemple de fracturation hydraulique, 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 reprennent ces jours 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, modifient les paramètres physiques du milieu. Quand ces nouvelles contraintes se relacheront-elles, et avec quelle intensité ? Les questions sont posées.

Tableau 9. La fermeture des puits.

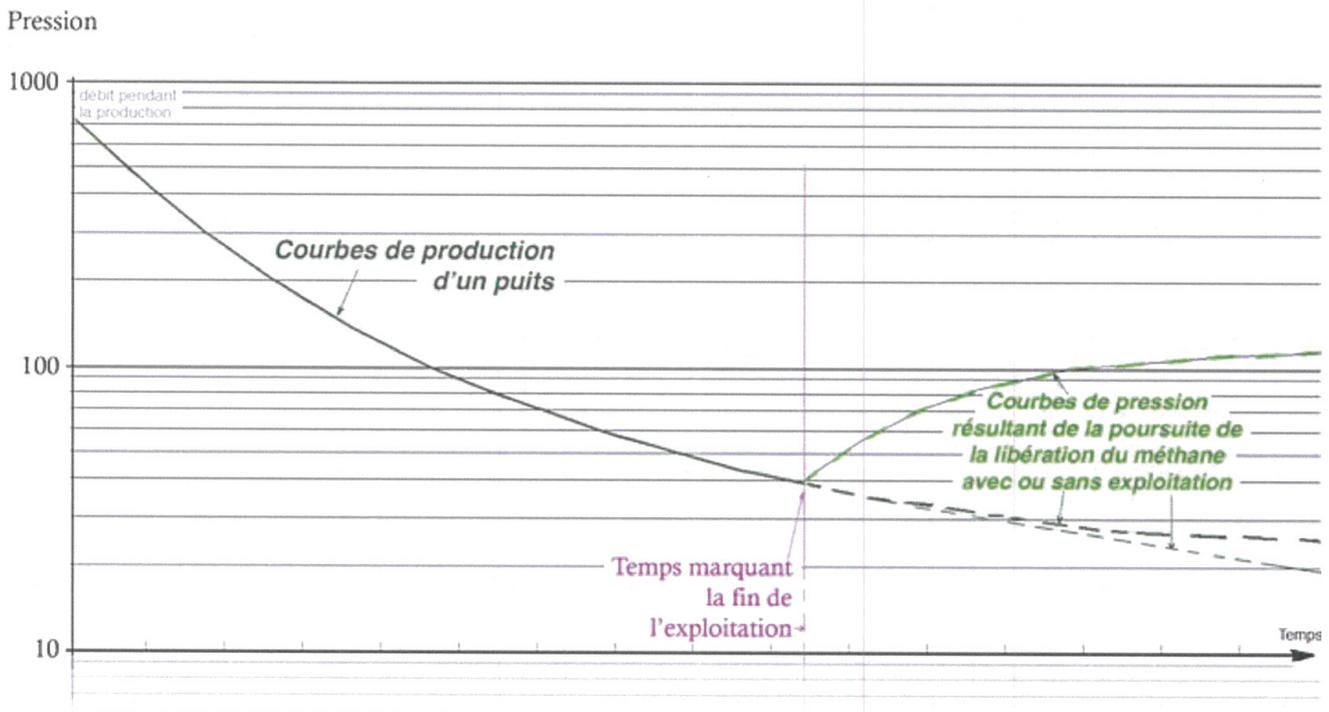
La fracturation hydraulique a provoqué l'ouverture d'un système géologique resté fermé pendant des durées géologiques. La densité et la profondeur des fissures permet (s'il y a du gaz) une importante production (jusqu'à plusieurs Mm^3/j) qui décline rapidement. En quelques années, la production doit 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 $n \times 99$ 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 s'est retiré 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.

Bassin parisien et hydrocarbures

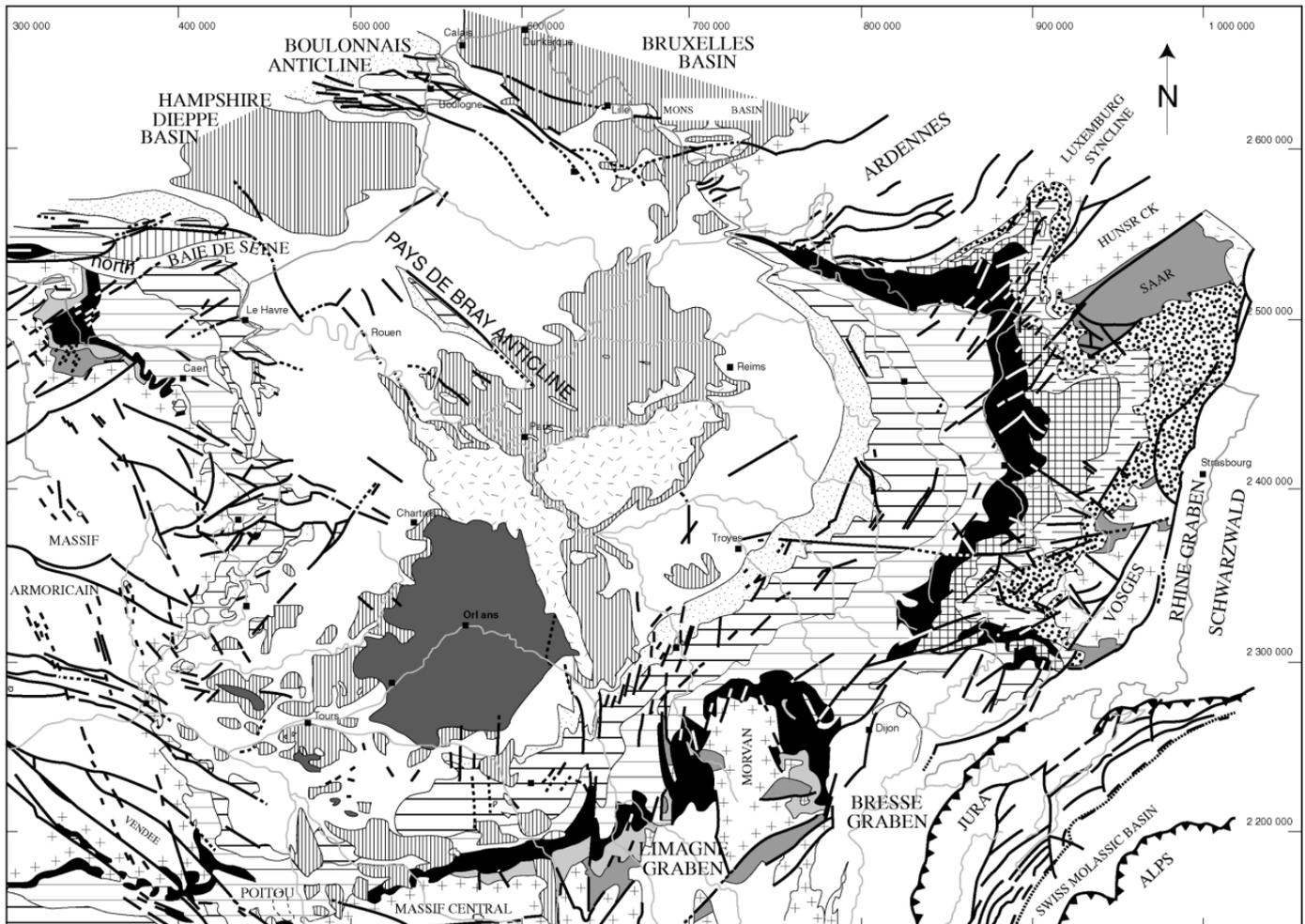
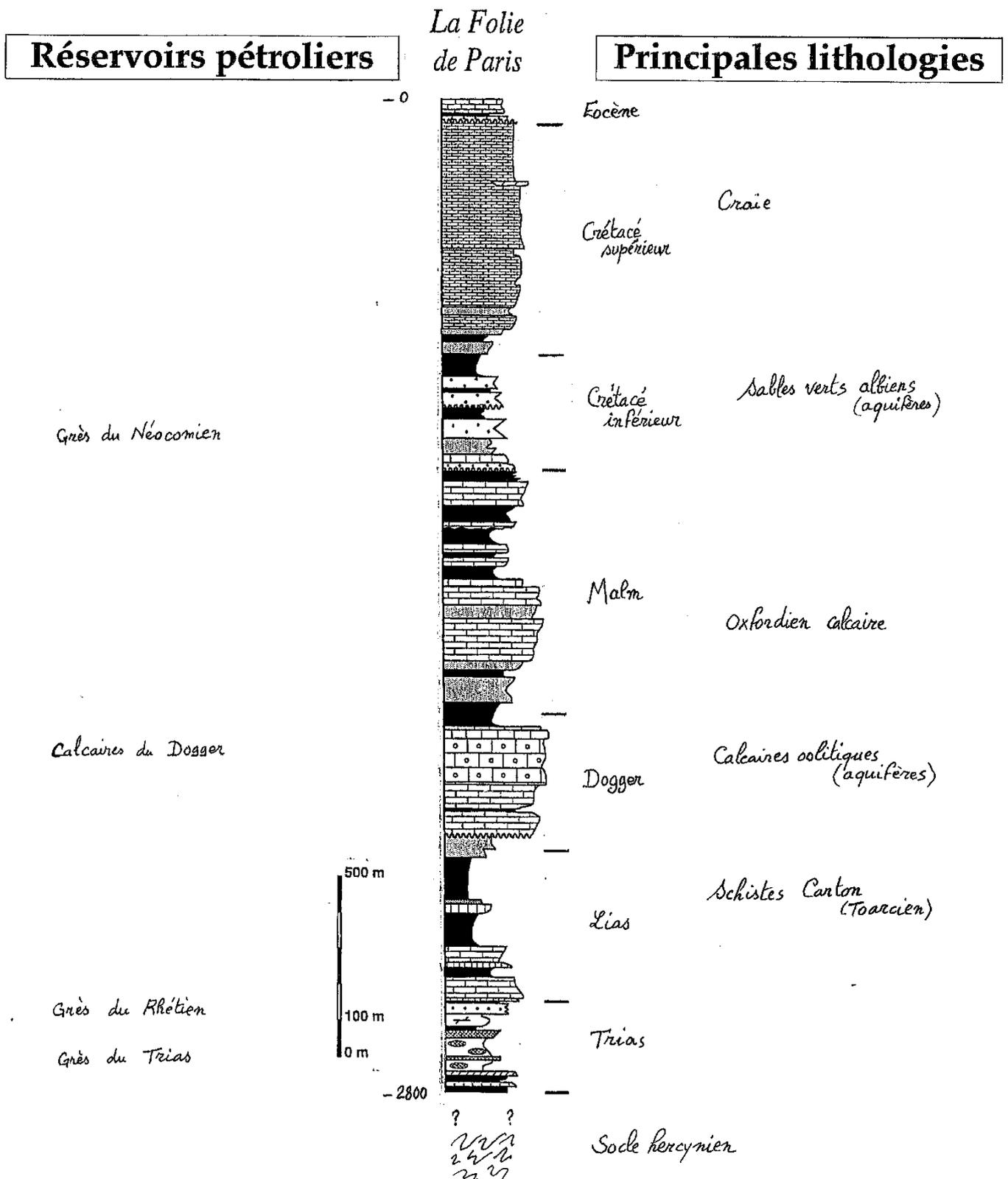


Tableau 10 : Bassin parisien

Esquisse simplifiée, in Guillocheau et al, 2000

Autour, les massifs hercyniens (plissements et failles, métamorphisme, granitisation au Carbonifère supérieur : - 320 à 300 Ma) : Massif central au Sud, Vosges à l'Est, Ardennes au NE, Massif armoricain, à l'Ouest. Ce « socle » constitue aussi le substratum du bassin sédimentaire. Le bassin correspond aux dépôts de l'ère secondaire (- 251 à 65,5 Ma) : Trias, Jurassique et Crétacé de bas en haut. Cette accumulation sur près de 3000 m est le résultat d'un enfoncement tectonique du substratum. Cette subsidence s'accompagne d'un relèvement des bordures portant à l'affleurement les couches les plus anciennes. Les sédiments éocènes et oligocènes, peu épais, occupent le centre du bassin (Ile de France).

Tableau 11
Couches du bassin de Paris, forage « La Folie de Paris », près d'Esternay
 D'après Guillocheau, 2000



Remplissage du bassin parisien, de l'ordre de 3 km de sédiments. Notez les principales lithologies, et la position à - 2200 m des « Schistes carton », roche mère des hydrocarbures ; notez les différents niveaux producteurs d'huile (« roches réservoir »).

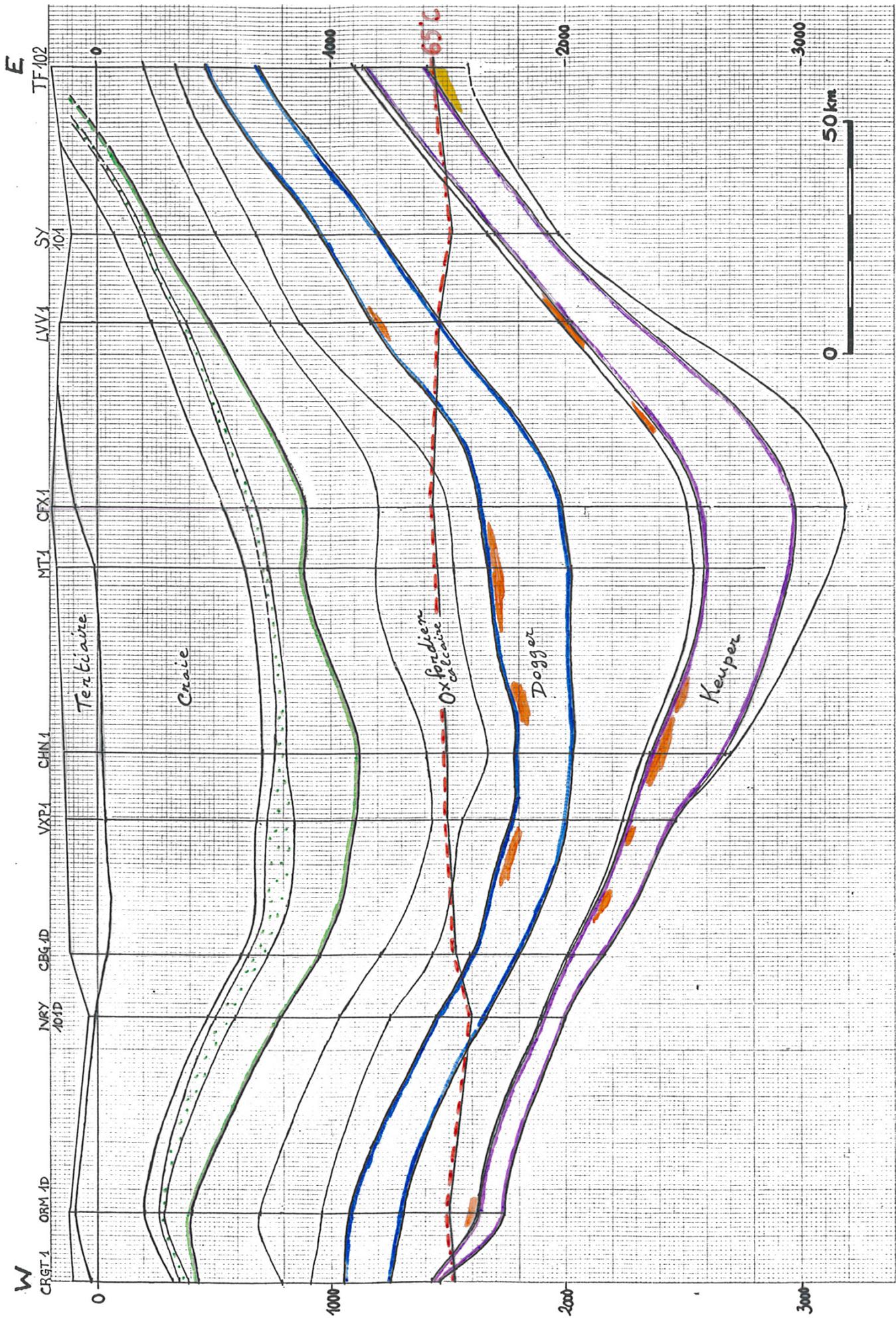
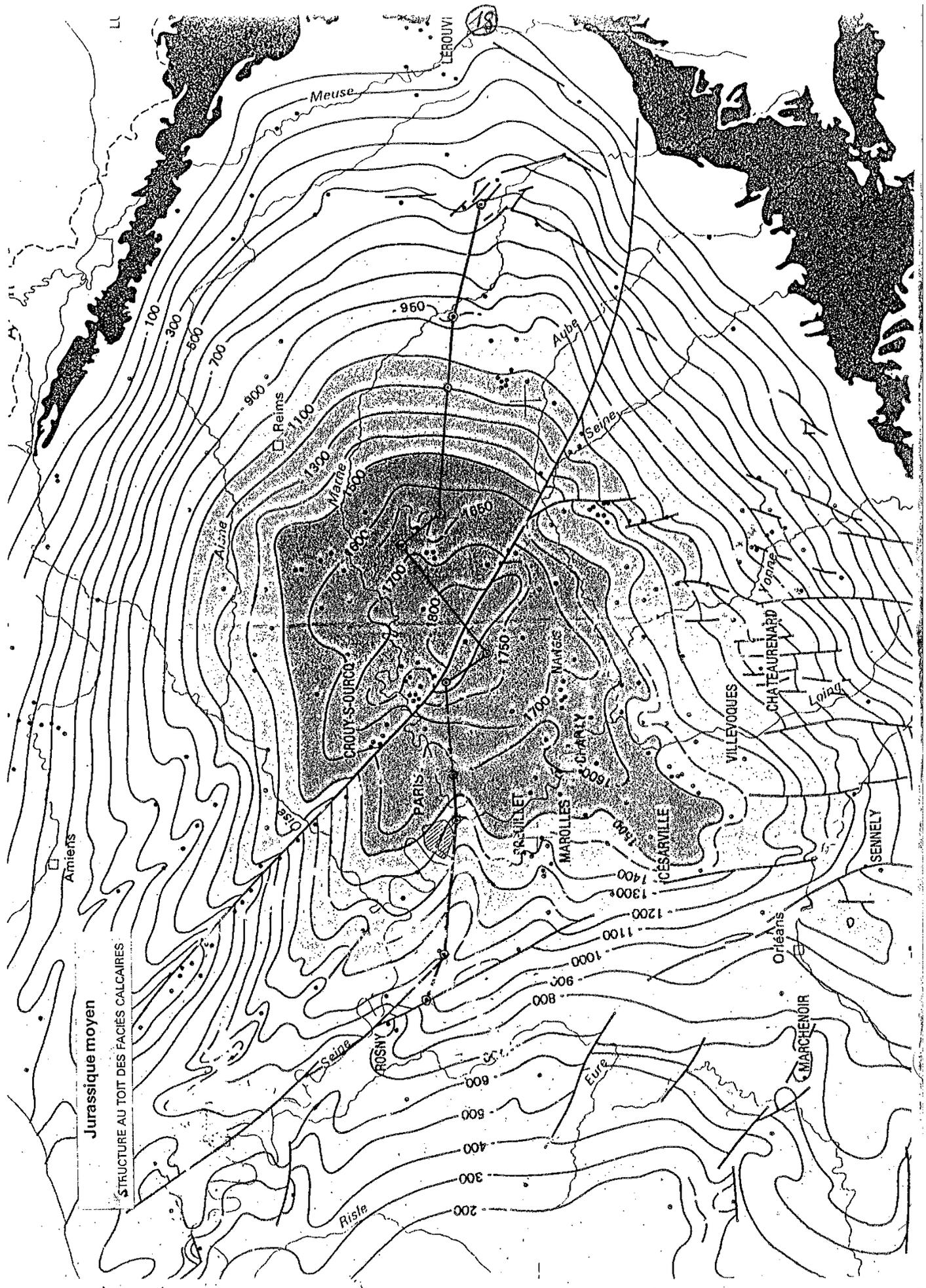


Tableau 12. Corrélations à travers le Bassin parisien

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, donc 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.

Tableau 13. Carte structurale du sommet du Dogger

Les nombreux sondages ont permis de connaître les cotes de la limite supérieure des calcaires oolitiques du Dogger. Elles sont converties en profondeur sous le niveau de la mer (= nivellement général de la France, ngf) à partir desquelles on trace les courbes de niveau, qui dessinent la « topographie » (en creux) qu'aurait cette limite géologique si toutes les couches plus récentes étaient retirées. Le fond en cuvette à l'Est de Paris est manifeste, et explique la localisation des ressources géothermiques et des pièges pétroliers. La courbe - 1300 m correspond approximativement au domaine où les schistes carton ont été portés aux conditions de la « fenêtre à huile ».



Jurassique moyen

STRUCTURE AU TOIT DES FACIÉS CALCAIRES

LL

200

300

400

500

600

800

900

1000

1100

1200

1300

1400

1500

1600

1700

1800

1850

1750

1600

1500

1400

1300

1200

1100

1000

900

800

700

600

500

400

300

200

100

0

-100

-200

-300

-400

-500

-600

-700

-800

-900

-1000

-1100

-1200

-1300

-1400

-1500

-1600

-1700

-1800

-1900

-2000

-2100

-2200

-2300

-2400

-2500

-2600

-2700

-2800

-2900

-3000

-3100

-3200

-3300

-3400

-3500

-3600

-3700

-3800

-3900

-4000

-4100

-4200

-4300

-4400

-4500

-4600

-4700

-4800

-4900

-5000

-5100

-5200

-5300

-5400

-5500

-5600

-5700

-5800

-5900

-6000

Productions cumulées
(Millions de tonnes, Mt)

Néocomien : 5 Mt
St Firmin (1,8 Mt)
Chuelles (1,2 Mt),
Chateaurnaud (1,1)
Courtenay (0,7)

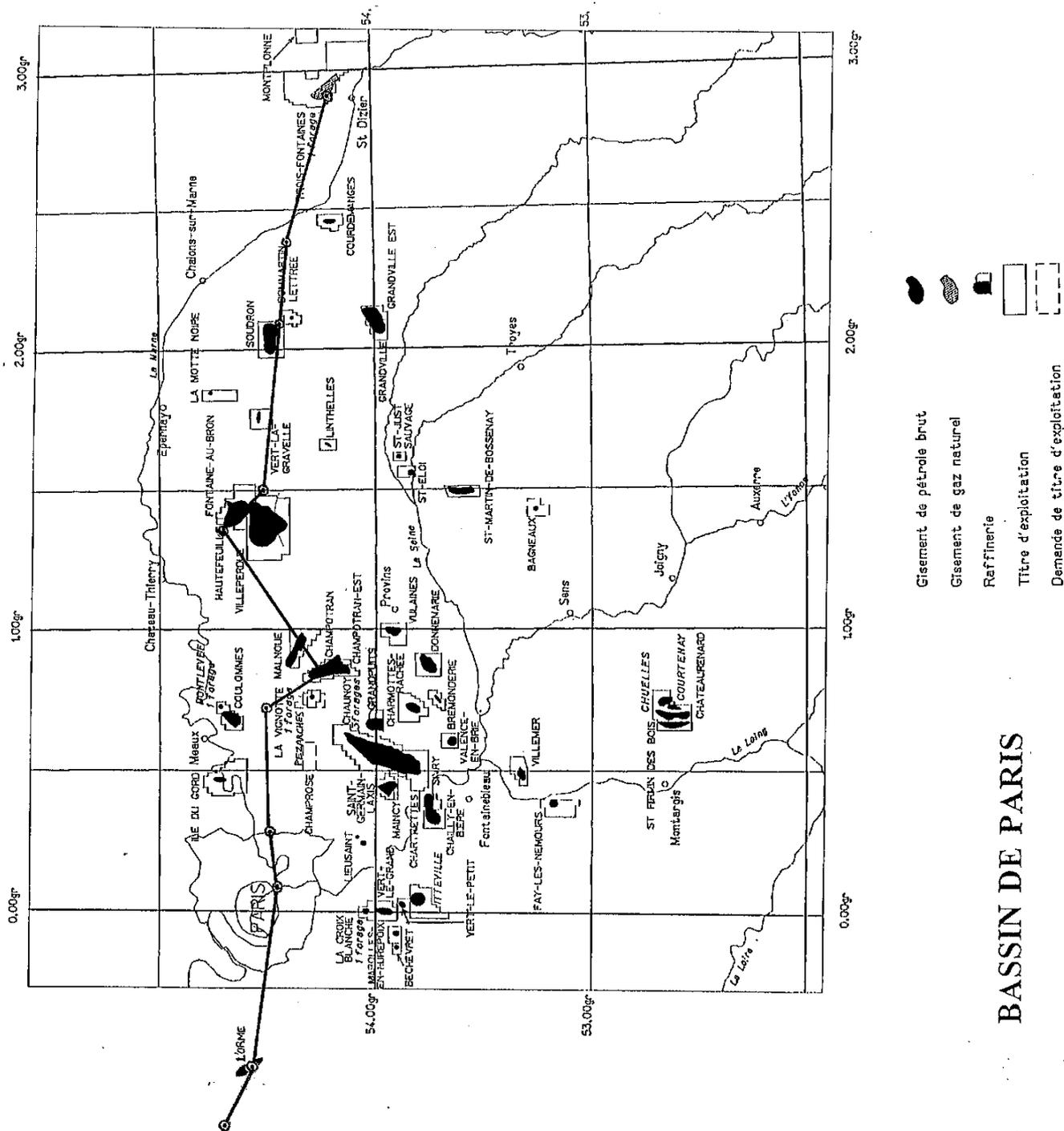
Dogger : 11 Mt
Villeperdue (5,5 Mt)
Couloumes (2Mt)
St Martin de Bossenay (1,4)
Chailly en Bière (0,7)
Fontaine au Bron (0,6), ...

Rhétien : 1,4 Mt
Soudron (0,6 Mt)
Grandville (0,4)
Dommartin (0,3), ...

Keuper : 14 Mt
Chaunoy (10 Mt)
Vert le Gd (1,6),
St Germain L (0,6)
Donnemarie (0,5)
Champotran (0,4), ...

Total : 31 Mt

Tableau 14 : Pétrole du Bassin parisien



BASSIN DE PARIS

Permis d'exploitation, données 2002. En 2011, prod. = 530 000 t. Production totale extrapolée, 36 Mt fin 2011.

Bassin Parisien - Domaine Minier de Toreador / Hess

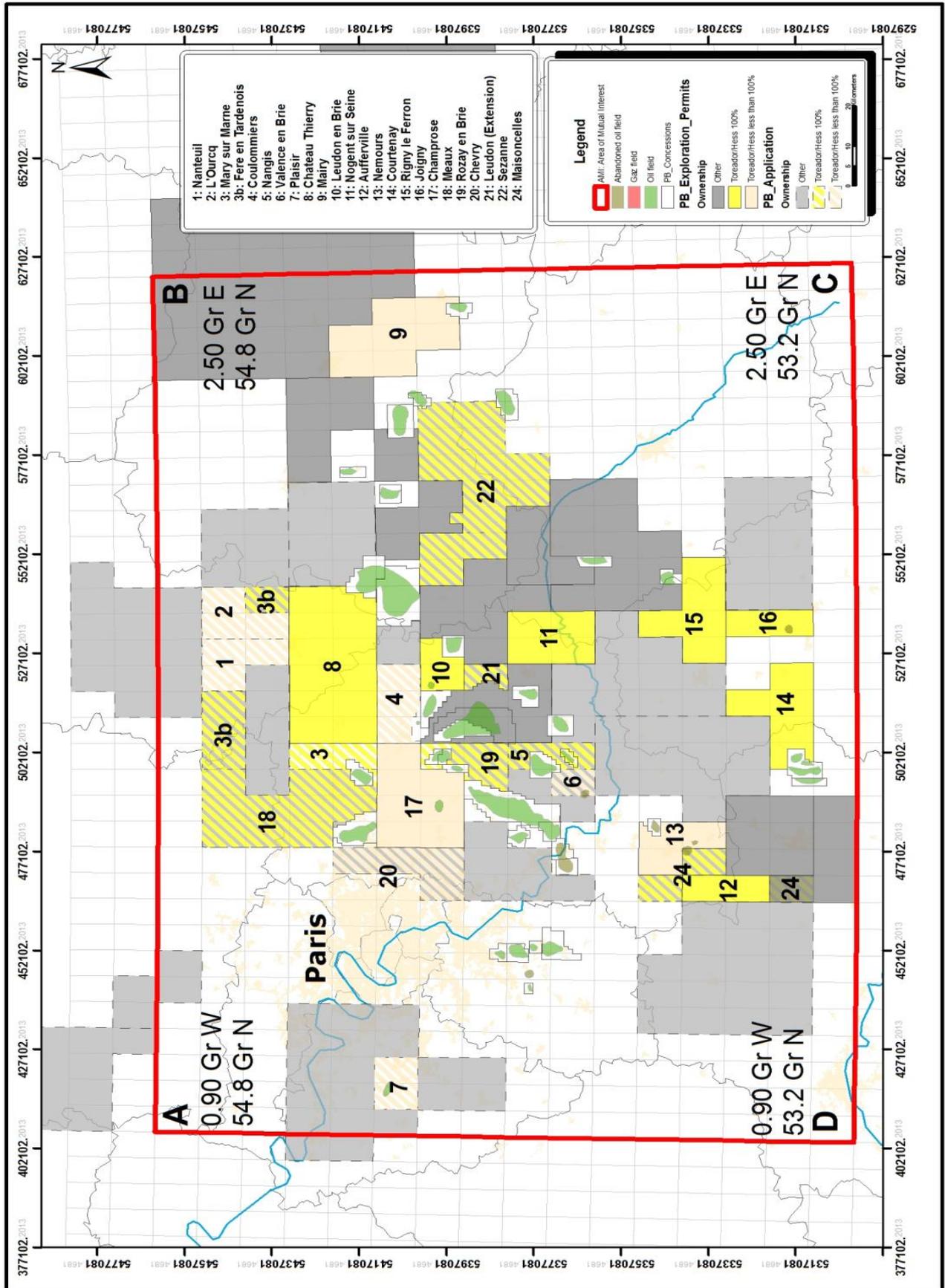


Tableau 15. Permis en cours (2012)

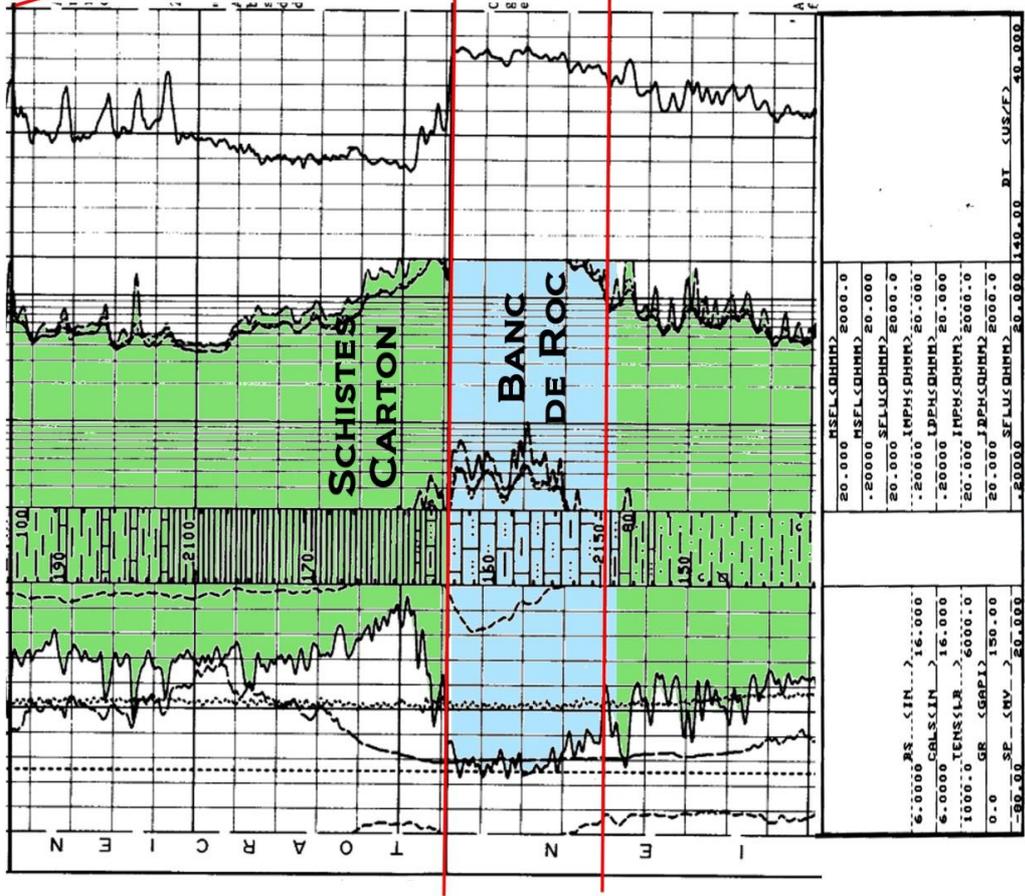
Ce document montre les gisements en exploitation ou épuisés, et les permis d'exploration. Ce sont de « petites » entreprises comme Vermilion, Hess, Toreador ... qui ont la plus grande activité d'exploration. Note : la superficie des permis demandés ou obtenus par l'association Hess – Toreador est de 6720 km² (plus que le département de Seine et Marne).



TOREADOR

Le « Shale Oil » dans le Bassin Parisien

Lithologies similaires



Echelle identique

Bassin du Williston (Bakken)

Tableau 16 : Comparaison Bakken formation / Schistes carton I

La figure compare les niveaux liasiques du BP aux niveaux dévoniens du Bassin de Williston. Les diagraphies utilisées sont Gamma Ray (GR, à gauche en vert = radioactivité totale), Calliper (diamètres du puits, en tireté à gauche), résistivité (à droite en vert), vitesse du son (à droite).

PRÉ Verson 1D
Bassin parisien

Le « Shale Oil » dans le Bassin Parisien

Similitudes avec le « Bakken Shale »

	« Shale Oil » du Bassin parisien	Bakken
TOC	0 - 12% (moyenne = 5%)	0 - 40% (moyenne = 10%)
Tmax	445°C	445°C
Roche mère	Type II	Type II
Matière organique	Plancton marin + bactéries anaérobies	Plancton marin + bactéries anaérobies
Contenu quartzique	26% - 58%	20% - 68%
Environnement de dépôt	marin et anoxique	marin et anoxique
« Competent Layer »	Banc de Roc	Middle Bakken
Epaisseur nette	1 - 40 mètres	2 - 20 mètres
Porosité	Jusqu'à 12%	8 à 12%
Perméabilité	Jusqu'à 5mD	0,05 - 0,5 mD
Densité API	38°	42°

Source: Toreador à partir de données publiques

Tableau 17. Comparaison Bakken formation / Schistes carton II

Comparaisons Bassin parisien – Bassin de Williston.

COT : carbone organique total

Tmax : température maximale de pyrolyse

Type II : matière organique marine

Perméabilité : vitesse de circulation dans le milieu (gradient en fonction de la charge)

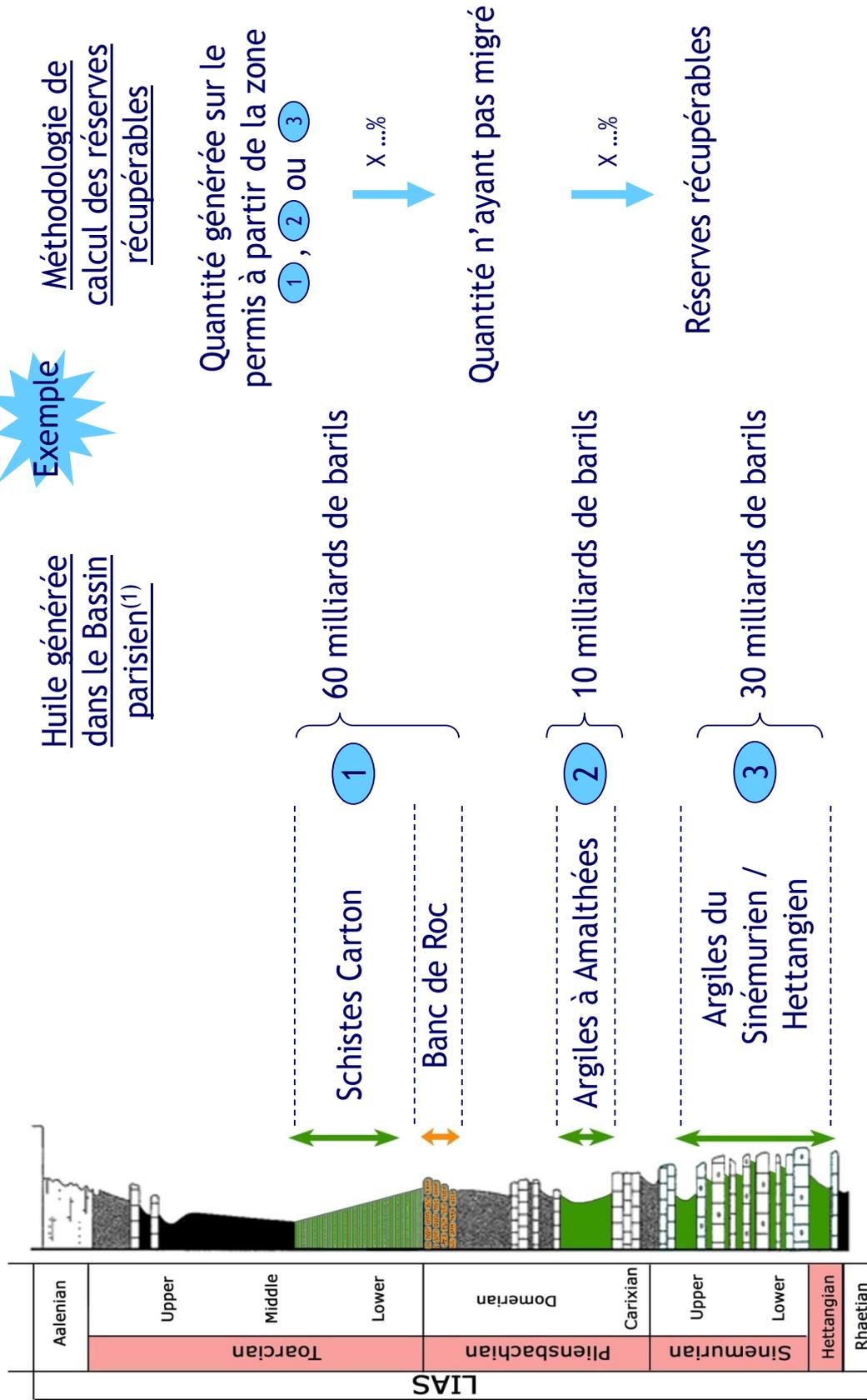
Densité API : indicateur en fonction inverse de la densité réelle du pétrole.



TOREADOR

Le « Shale Oil » dans le Bassin Parisien

Taille des ressources



(1) Estimation d'une étude réalisée par BeicipFranlab à partir d'un modèle Temis 2D (octobre 2009)

Tableau 18. Potentiel d'huile généré à partir des roches mères liasiques

Potentiel théorique : la matière organique initiale dans le domaine où elle est « mature » ... sans tenir compte des quantités migrées vers des gisements ou vers la surface. Pour chaque permis, un calcul proportionnel à la surface débouche sur les quantités récupérables (très virtuelles, ne serait-ce parce qu'on ne connaît pas la proportion d'huile récupérée à partir d'une roche-mère (1% ou 10% selon les sources).

L'avenir de l'huile de roche-mère dans le Bassin parisien ?

Situation industrielle et administrative

Dans le Bassin, il existe une quarantaine de gisements en **exploitation**. L'huile extraite provient de différents niveaux (voir tableau 11) : les grès du Trias, ceux du Rhétien, les calcaires oolithiques du Dogger, les grès du Néocomien. A noter pour ces derniers (Courtenay, Château Renard, Nemours ...), qu'ils résultent d'une migration sur plusieurs dizaines de km depuis la roche-mère mature vers le Sud, le long de failles N-S.

Plusieurs dizaines de permis d'**exploration** sont en vigueur dans la Seine et Marne, la Marne, l'Aube ... Ces permis ont été accordés pour une durée limitée par le Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, et moyennant un engagement de dépenses. Les demandes sont instruites par la DRIEE (Direction régionale et interdépartementale de l'environnement et de l'énergie) qui recueille les avis des services de l'Etat et c'est la Direction générale de l'énergie et du climat qui signe les arrêtés et organise le suivi des activités.

Les arrêtés concernent des autorisations de « *recherches de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux* » et ne contiennent pas de précisions sur le type d'hydrocarbure, sur la profondeur de recherche et la nature (conventionnelle ou non) des ressources prospectées, ni sur les méthodes d'exploration. A ce stade là, les collectivités territoriales ne sont pas informées (sauf par la lecture du journal officiel ou du recueil des actes administratifs de la préfecture).

Les réactions provoquées quand il a été question de forages et de fracturation hydraulique, en Ardèche comme en Seine et Marne ont été déterminantes pour l'adoption d'une loi interdisant « *l'exploration et l'exploitation ... d'hydrocarbures ... par des forages suivis de fracturation hydraulique* », loi du 13 juillet 2013.

Les mois qui ont suivis ont été confus, les permis du Sud de la France ont été soit annulés, soit n'ont pas été approuvés. Au même moment de nombreuses déclarations de ministres, de parlementaires, de responsables de compagnie ... relevaient que l'exploration de ces ressources devait reprendre, au nom du développement, de la balance des paiements, de la compétitivité ... Un seul exemple les assemblées parlementaires préparent pour l'automne 2013 un nouveau rapport sur des méthodes alternatives à la fracturation hydraulique propres à extraire ces hydrocarbures.

On en sait un peu plus sur l'attitude des compagnies pétrolières titulaires de permis. Elles ont toutes signé, à la demande des pouvoirs publics, un engagement à ne pas avoir recours à la fracturation hydraulique. Certaines d'entre elles s'engagent maintenant vers des recherches par forage. Pour chaque forage, la compagnie a soumis au préfet un dossier annonçant les caractéristiques du forage. Le préfet a pris acte de leurs demandes, en y ajoutant quelques modifications.

Ces dossiers sont communiqués aux mairies concernées, j'ai pu consulter ceux de trois forages sur le permis de Château Thierry.

Pour deux d'entre eux (La Petite Brosse et Sourduin), la compagnie annonce que le forage vertical vise la présence d'hydrocarbures dans les calcaires oolithiques du Dogger vers - 1650 m ngf, prélèvera des carottes dans les Schistes Carton vers - 2150 m et a un second objectif dans les grès du Trias vers - 2700. Les carottes seront étudiées et lors d'une deuxième étape éventuelle, le forage sera repris en déviation et suivra horizontalement les Schistes carton sur une distance non indiquée.

Le troisième forage (Doue) a des objectifs identiques mais sans la partie déviée.

Ces programmes laissent perplexes, les objectifs conventionnels ne surprennent pas, les carottages des Schistes carton non plus qui pourraient permettre une évaluation du méthane contenu, mais la partie optionnelle étonne. Il est très peu plausible que le drain horizontal récupère de l'huile sans opération de fracturation ... est-ce à dire que des pétroliers, avec l'accord des services de l'État, anticipent l'abrogation de la loi, et l'acceptation de la fracturation hydraulique par les riverains ? C'est une question qu'il faudra leur poser !

Mais existe-t-il une ressource ?

L'idée qui domine, et qui a provoqué la multiplication des permis, est que la ressource existe. Cependant les caractéristiques de la roche-mère, les schistes carton du Toarcien, sont moins favorables que celles shales de Bakken (tableau 17) : la teneur en carbone organique est sensiblement plus basse, tandis que la perméabilité est plus élevée.

Trois éléments sont à prendre en compte :

- Une partie du pétrole a migré, et formé des gisements proches, ou plus éloignés en circulant selon des fractures ... L'évaluation des quantités soustraites à la roche-mère est au minimum celle des gisements (de l'ordre de 100 Mt de pétrole contenu en fonction d'un taux de récupération de 30 à 40%), mais pourrait être beaucoup plus importante.
- Le taux de récupération après fracturation hydraulique de la roche mère est totalement incertain : de 1 à 10%, cela change tout en terme de rentabilité des opérations.
- La configuration géologique montre qu'au dessus de la roche-mère existe un aquifère dans les couches du Dogger. La distance verticale séparant la roche-mère de l'aquifère est de l'ordre de 250 m, une valeur inférieure à l'extension d'une partie des fractures ouvertes (tableau 7) : ainsi, une proportion de l'huile libérée, moins dense que l'eau, se déplacerait vers le haut dans cet aquifère. Le problème ne poserait alors pas en terme de contamination, les eaux du Dogger sont déjà contaminées et tout à fait impropres à la consommation, mais en terme de déficit de ressource.

Ainsi les quantités récupérables d'huile pourraient être sensiblement inférieures aux quantités annoncées, et alors rien ne justifierait les dommages à l'environnement provoqués par la multiplication des forages et fracturations hydrauliques.

Retour sur l'avenir énergétique

Ces mois-ci, en France, les questions relatives à l'avenir énergétique font l'objet du « débat national sur la transition énergétique » auquel devrait succéder 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 développements 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, 280 avant l'ère industrielle).

Le rapport de l'OCDE dit ceci :

- En 2050, la population mondiale atteindra 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.