

Hydrocarbures de roche mère : éléments d'évaluation

1. ORIGINE ET FORMATION DES HYDROCARBURES DE ROCHE MÈRE

La formation des hydrocarbures résulte de l'accumulation et de la transformation de sédiments (érosion des terres) riches en matières organiques (débris de plantes, algues, restes de plancton et d'animaux morts) sur des durées de plusieurs millions d'années. Ces sédiments riches en matières organiques sont à leur tour recouverts par des sédiments classiques (sables, calcaires, marnes) et ce sont ces couches riches en matières organiques qui forment ce que l'on appelle des « roches mères ». Ce ne sont pas des schistes (roches métamorphiques feuilletées sous l'effet de hautes pressions comme les ardoises) mais elles présentent souvent une alternance de couches claires (pauvres en matières organiques) et sombres (riches en matières organiques). C'est cet aspect « lité » qui leur a fait attribuer le nom de « shale », improprement traduit par « schiste ».

Le contenu total en carbone de ces roches est fonction des éléments organiques contenus au départ et des conditions de dépôts de ces sédiments. Il est exprimé en pourcentage de la masse : 5% est une valeur élevée, 10 à 20% sont des valeurs exceptionnelles, mais la plupart des roches mères ne contiennent que 1 à 2% de carbone organique.

Un processus chimique transforme les sédiments d'origine organique en kérogène ou protopétrole. Les roches riches en kérogène mais n'ayant pas généré d'hydrocarbures faute de pression et température suffisantes sont appelées en français « schistes bitumineux ». Ils ont été exploités par mines ou carrières dans de nombreux pays, surtout aux Etats-Unis mais aussi en France (Autan, Jura). Si le processus d'enfouissement se poursuit, l'augmentation de la pression et de la température vont progressivement transformer le kérogène. Schématiquement, si l'enfouissement :

- a été inférieur à 2000m, la matière organique (le kérogène) n'est pas transformée en hydrocarbures et du méthane peut être généré sous l'effet de bactéries (on parle alors de gaz biogénique car identique au gaz des marais à l'origine des « feux follets »).
- a été supérieur à 2000m et inférieur à 4000m, le kérogène génère essentiellement de l'huile (d'où l'expression « fenêtre à huile »)
- a été supérieur à 4000m, le kérogène génère essentiellement des hydrocarbures gazeux (d'où l'expression « fenêtre à gaz »). On parle alors de gaz thermogénique (c'est du pétrole « craqué »). En fonction de l'évolution croissante, les hydrocarbures générés sont d'abord des gaz « humides » (propane, butane, éthane) puis essentiellement du méthane (gaz « sec »).

Après formation, une partie des hydrocarbures est expulsée de la roche mère et migre vers la surface. S'ils rencontrent le cas favorable d'une roche perméable et poreuse (roche réservoir) recouverte d'une couche imperméable (couverture), les hydrocarbures se concentrent en une accumulation qui constitue un gisement conventionnel. Dans le cas contraire, les hydrocarbures restent piégés au sein des roches traversées lors de leur migration ou atteignent la surface et sont alors biodégradés. Au total, les gisements ne contiennent que moins de 5% des hydrocarbures générés. Mais les hydrocarbures peuvent aussi migrer de façon moins directe et prévisible.

La partie restante des hydrocarbures qui n'est pas expulsée reste dans la roche mère. Mais la roche mère n'est pas homogène et constituée de bancs à dominante argileuse et de bancs gréseux, silteux, calcaires ou dolomitiques. En dehors du gaz dissous dans le pétrole, le gaz est présent sous deux formes :

- 1) le gaz libre logé dans les espaces interstitiels et les fractures. Dans un schiste, les espaces interstitiels dans lesquels le gaz peut circuler sont 1000 fois plus petits que dans les pièges à gaz gréseux constituant les gisements traditionnels. Entre les pores, les espaces sont encore plus petits, de l'ordre de 20 fois plus grands qu'une molécule de méthane. Les roches mères sont donc des roches peu perméables. Les fractures par contre peuvent permettre au gaz de circuler plus facilement mais souvent, elles ne sont pas interconnectées et le gaz reste malgré tout piégé en leur sein. Plus la roche mère sera localement argileuse, plus elle sera imperméable au gaz. Si elle est plus riche en minéraux non argileux (quartz, calcites, dolomies), elle sera plus perméable et contiendra donc plus de gaz susceptible de circuler dans la roche.

- 2) le gaz adsorbé, électriquement fixé à la matière organique et à l'argile. L'adsorption (à ne pas confondre avec l'absorption) est un mode de piégeage des gaz sur les surfaces des solides à très petite échelle ; visuellement on peut se le représenter comme de la buée sur une vitre. La structure du solide, qui commande la surface de contact offerte par unité de volume, est un facteur déterminant. Les argiles, qui sont à petite échelle composées de très nombreux feuillets, présentent une grande surface spécifique et donc d'assez fortes capacités d'adsorption. A l'intérieur des roches-mères, c'est la matière organique qui a les plus fortes capacités d'adsorption, mais seule une très faible partie de ce gaz peut être récupérée avec les techniques actuelles

2. ESTIMATIONS DE VOLUMES DE GAZ DE ROCHE MERE

Les volumes d'hydrocarbures générés au cours des derniers 500 millions d'années (environ) sont considérables et on estime que moins de 1% se sont concentrés dans des accumulations exploitables sous forme de gisements conventionnels. Les 99% restants ont été biodégradés ou sont demeurés dispersés dans les sédiments et les roches mères, dont 10 à 40 % demeurés prisonniers dans les roches-mères. Bien que diffusés dans la matrice argileuse, les zones considérées sont immenses (surtout si on les compare à la taille des gisements conventionnels), pouvant s'étendre sur des dizaines, voire des centaines de milliers de km², et des épaisseurs pouvant dépasser plusieurs dizaines de mètres, localement plusieurs centaines de mètres. On peut dire que leur surface est de l'ordre de plusieurs centaines de fois celle des gisements traditionnels formés par piégeage d'hydrocarbures ayant migré à partir des roches mères.

Les volumes d'hydrocarbures contenus dans les roches mères sont en premier lieu fonction du contenu en carbone qui doit être supérieur à 2% en masse de la roche mère pour présenter un potentiel suffisant, soit 20 kg par tonne de roche. De nombreux paramètres interviennent dans la génération des hydrocarbures à partir du contenu en carbone. Le volume d'hydrocarbure en place est estimé à partir du volume et de la masse de roche mère, du contenu en carbone, du potentiel de génération d'hydrocarbures et des volumes d'hydrocarbures ayant été expulsés de la roche mère. On peut toutefois estimer, dans le cas des roches mères favorables à la génération de gaz (contenu en carbone de l'ordre de 4%), un ratio d'environ 1 à 3 m³ de gaz en place par tonne de roche, soit environ 2,5 à 8 m³ de gaz en place par m³ de roche (la densité minérale moyenne est de 2,65 tonnes / mètre cube de roche). Ces gaz en place ne sont récupérables que pour un faible pourcentage dans des zones favorables à leur production. La notion de « zone favorable à la production » recouvre deux réalités : il s'agit de zones suffisamment perméables (donc pas très riches en argiles) et dans lesquelles on peut stimuler la perméabilité par microfissuration de la roche (par les techniques dites de fracturation hydraulique).

En France, les argiles du Lias supérieur sont des niveaux d'argiles reconnus depuis longtemps comme une excellente roche-mère, dont le meilleur porte le nom de "schistes carton" du fait de son feuilletage quand il affleure en surface (par exemple près de Nancy). On retrouve ces niveaux sur l'ensemble du bassin de Paris. Dans le centre du bassin, ces roches-mères liasiques peuvent constituer un objectif d'exploration pour les hydrocarbures liquides. En effet, ces roches mères ne semblent pas avoir été suffisamment enfouies pour être entrées dans la « fenêtre à gaz ». Mais plusieurs milliers de kilomètres carrés ont pu générer du pétrole dont une partie s'est concentrée dans les petits gisements du bassin parisien. Dans le bassin du Sud-est, on retrouve ces roches argileuses liasiques riches en matière organique, notamment sur la bordure ardéchoise. Du fait d'un enfouissement plus important, cette roche mère est dans la fenêtre à gaz et constitue alors un objectif pour l'exploration du gaz.

Rogner (1997) estime le total mondial du volume de gaz de roche mère en place à 450 Tm³ (soit environ 411 Gtep). Le rapport EIA-ARI (2011) estime les ressources techniquement extractibles (c'est-à-dire la fraction des volumes physiquement présents dans le sous-sol considérés techniquement extractibles indépendamment de tout obstacle naturel ou de toute contrainte, économique, industrielle, réglementaire ou autre telle que l'incompatibilité avec d'autres activités économiques) à 188 Tm³ pour le monde, 5,1 Tm³ pour la France (dont 2.15 dans le Bassin de Paris et 2.95 Tm³ dans le Bassin du sud-est) et 5,3 Tm³ pour la Pologne. Il faut cependant prendre ces estimations avec beaucoup de prudence tant qu'aucun calcul ne repose sur une exploration spécialement faite pour reconnaître cette ressource. En fait, l'intérêt de ces chiffres est de montrer qu'il pourrait théoriquement exister des volumes importants en France tant pour les pétroles de roche mère dans le bassin parisien que pour les gaz de roche mère dans le couloir rhodanien. Le potentiel des roches mères du bassin aquitain reste à établir.

Le terme de « réserves », au sens strict du terme, repose sur un critère économique et fait référence à la fraction rentable des réserves techniquement extractibles, dans un contexte donné de prix et de fiscalité. On doit distinguer les réserves « prouvées » ou « P90 » auxquelles on associe une probabilité de production de 90% et les réserves « prouvées et probables » ou « P50 » auxquelles on associe une probabilité de 50%. Cette classification s'applique elle-même aux réserves commerciales (qui font l'objet d'un projet investissement pour un développement industriel) et aux réserves contingentes (découvertes et évaluées mais ne faisant pas encore l'objet d'un projet d'investissement de développement industriel).

Les estimations de réserves « prouvées » sont disponibles dans le domaine public car elles relèvent pour les sociétés cotées en bourse d'une obligation de communication. Les estimations de réserves « prouvées et probables » sont peu disponibles dans le domaine public car ne faisant l'objet d'aucune obligation de communication mais constituent l'estimation la plus fiable des volumes d'hydrocarbures qui seront effectivement extraits. Cependant ces chiffres publics sont sujets à de sérieuses difficultés de calcul et les méthodologies d'appréciation évoluent rapidement.

Les documents dans le domaine public font donc en général référence aux réserves prouvées dans le cas de gisements individuels, aux réserves prouvées et probables dans le cas des pays ou bien ne fournissent pas de précision sur la classification : les estimations sont en général entachées d'une incertitude relative à cette absence de définition. Ainsi, le Département de l'Energie des Etats-Unis retient une définition de « ressource techniquement extractible » comme somme des réserves prouvées et des ressources non prouvées définies comme les ressources techniquement extractibles avec la technologie actuelle sans critère économique ou opérationnel. Depuis 2006, le rapport annuel sur l'énergie (Annual Energy Outlook) du Département de l'Energie montre une forte variabilité de l'estimation des réserves de gaz de roche mère aux Etats-Unis : 2,5 Tm³ en 2006, 3,5 Tm³ en 2007 et 2008, 7,6 Tm³ en 2009, 9,9 Tm³ en 2010, 23,2 Tm³ en 2011 ramenée à 13,9 Tm³ en 2012. L'édition 2013 est attendue au mois de mars.

Le concept même de « réserve » pour les hydrocarbures de roche mère est beaucoup plus élastique, aux évolutions de la technique et des prix, que pour les ressources conventionnelles.

Des données propriétaires issues de l'industrie pour l'année 2012 montrent une répartition des réserves de gaz de roche mère aux Etats-Unis comme suit : 6 Tm³ de réserves commerciales P50 dont 2,4 Tm³ de réserves commerciales P90 et 1,1 Tm³ de réserves contingentes P50. Il apparaît que l'estimation du Département de l'Energie de réserves de 13,9 Tm³ inclut nécessairement une estimation de ressources non découvertes à caractère spéculatif. Cependant, ces chiffres sont par nature imprécis : ils peuvent varier de plus ou moins 50% selon les hypothèses de calcul retenues.

En mars 2012, l'Institut de Géologie de Pologne a publié sa propre estimation du principal bassin du pays (ASSESSMENT OF SHALE GAS AND SHALE OIL RESOURCES OF THE LOWER PALEOZOIC BALIC-PODLASIE-LUBLIN BASIN IN POLAND). L'étude porte sur une surface de 65 000 km² et adopte les mêmes critères que l'USGS (Association des Géologues des Etats-Unis) : un contenu en carbone minimum de 2% et une épaisseur minimale de 15 mètres. Les ressources de gaz en place sont estimées à 1,92 Tm³ et les réserves techniquement extractibles entre 0,346 et 0,768 Tm³. Sous réserve de correction des surfaces des bassins faisant l'objet des estimations, l'estimation de l'Institut Géologique de Pologne est 10 fois inférieure à celle de l'étude EIA-ARI mais représente encore 20 à 50 ans de consommation actuelle de la Pologne. Il est prévu une mise à jour biannuelle de ces estimations. En Pologne, les estimations ont conduit à des ratios d'environ 30 Mm³ de ressources de gaz en place par km² et des ressources techniquement extractibles comprises entre 5,3 et 11,8 Mm³ par km². Ceci ne donne cependant aucune indication quant aux ressources économiquement extractibles, ce qui est la définition même des réserves.

Le rapport du CGIET et du CGEDD intitulé "Les hydrocarbures de roche-mère en France" datant de février 2012 donne des estimations du potentiel en France. Ce rapport souligne également les grandes incertitudes sur ces données : *"Quantitativement, la mission ne dispose que des résultats des études de l'EIA (qui estime à 5 Tm³ les réserves françaises techniquement récupérables de gaz de roche-mère (soit 90 ans de notre consommation actuelle). Par ailleurs, sur la base de données confidentielles recueillies auprès des titulaires de permis exclusifs de recherches, qui n'ont pas été validées par des tests d'exploration et qui n'ont pas été contrôlées par la mission, il apparaît que le taux unitaire de gaz récupérable dans les trois permis de recherches accordés serait de l'ordre de 100 Mm³/km². En prenant l'hypothèse que 50 % de la surface des permis accordés puissent être effectivement exploités (après exclusion des surfaces en zone urbaine, des zones inaccessibles ou protégées, des zones géologiquement inadaptées, etc.), les ressources effectivement récupérables pour ces trois permis seraient de l'ordre de 500 Gm³, soit 10 % des estimations de l'EIA faites pour la France entière. Ces deux approches donnent des estimations cohérentes entre elles. Les hypothèses prises sont peu précises et ces estimations doivent être considérées avec prudence..."*

Il convient de prendre en compte que les bassins peuvent présenter des caractéristiques très diverses (dimensions latérale et verticale, propriétés réservoir et fracturabilité des roches mères) et que les estimations des volumes de gaz en place et techniquement extractibles sont entachées d'une grand

incertitude. Il apparaît toutefois que le taux unitaire de gaz récupérable dans les trois permis de recherches accordés dans le bassin du sud-est de la France de l'ordre de 100 Mm³/km² apparaît supérieur d'un facteur 10 par rapport à l'estimation de l'Institut Géologique de Pologne. La comparaison entre les estimations concernant la Pologne et la France peut fournir une raison (faiblesse des volumes en place et extractibles) pour laquelle l'exploitation en Pologne est plus lente qu'attendu, qu'un acteur majeur (Exxon) s'est déjà retiré et que deux autres (Talisman et Marathon) ont annoncé se retirer courant 2013 mais peut également indiquer que l'estimation concernant la France (bassin du sud-est) serait surestimée.

3. EXTRACTION DU GAZ DE ROCHE MÈRE

Lors de l'exploitation du gaz naturel conventionnel, piégé dans une roche poreuse et perméable, les hydrocarbures s'écoulent naturellement sous l'action de la différence de pression entre la roche réservoir et le puits et 60 à 95% du gaz en place dans le gisement est en général récupéré.

Dans le cas du gaz de roche mère, le milieu est très peu poreux et quasiment imperméable et la différence de pression n'est plus suffisante pour permettre l'écoulement des hydrocarbures. Pour créer les chemins de migration qui permettent à l'hydrocarbure prisonnier au sein de la roche d'atteindre le puits, la perméabilité de la roche doit être accrue en élargissant des fissures existantes ou en en créant d'autres. Des microfissures (inférieures au millimètre) sont créées dans la roche par injection d'un fluide incompressible sous pression : à 2 500 m de profondeur, la pression exercée pour fissurer la roche-mère est de l'ordre de 300 bars ; cette pression, élevée dans l'absolu, ne représente cependant au niveau de la roche qu'une pression relative de l'ordre de 50 bars, la pression hydrostatique de confinement (pression exercée *in situ* par le poids des sédiments) étant elle-même de l'ordre de 250 bars. Ces opérations sont utilisées depuis plusieurs décennies pour la stimulation des réservoirs peu poreux par l'industrie pétrolière et celle de la géothermie. La première opération de stimulation d'un puits par fracturation hydraulique date de 1948 aux Etats-Unis et plus de 200 fracturations hydrauliques ont également eu lieu en France (source : industrie) sans incident connu. Le fluide incompressible est en général à base d'eau d'où le qualificatif d'"hydraulique". La fracturation de la roche mère porte sur une zone latérale de quelques dizaines de mètres autour du puits. Des rayons de fracturation de 200 mètres sont courants et semblent atteindre des valeurs exceptionnelles de l'ordre de 400 mètres aux Etats-Unis. Pour maximiser la récupération, on augmente la surface de contact puits/roche en recourant à des puits horizontaux qui traversent les couches de roches mères riches en argile, elles-mêmes le plus souvent horizontales, sur de grandes surfaces. Les estimations de l'Institut Géologique de Pologne de 1,92 Tm³ de ressources de gaz en place et de ressources techniquement extractibles comprises entre 0,346 et 0,768 Tm³ conduisent en première approche à des taux de récupération entre 18% et 40% qui apparaissent cohérents avec les estimations de fourchettes à dire d'expert généralement comprises entre 10 et 40%. Il convient toutefois de préciser que les taux de récupération doivent s'entendre par rapport au volume de roche drainé et non pas à la totalité de la roche mère qui n'est pas intégralement drainée même en multipliant les forages horizontaux. Les valeurs de taux de récupération restent par ailleurs entachées d'une grande incertitude dans la mesure où les volumes d'hydrocarbures en place ne sont jamais connus avec certitude d'une part, et où les volumes extraits nécessitent un cycle complet d'exploitation de plusieurs années (voire plus d'une à deux décennies) d'autre part. Or, même aux Etats-Unis, le recul reste actuellement insuffisant eu égard au caractère récent de l'exploitation à grande échelle des hydrocarbures de roche mère.

L'extraction des hydrocarbures de roche mère présente trois caractéristiques structurantes :

- une faible récupération d'hydrocarbures par puits : on observe que les volumes de gaz de roche mère récupérés par puits (sur toute la durée de production) sont estimés en moyenne de 40 à 50 Mm³, avec cependant une très large dispersion autour de cette valeur moyenne. Des valeurs supérieures à 100 Mm³ sont avancées mais peuvent être considérées comme représentatives de la minorité des puits les plus productifs, voire exceptionnelles. L'étude des perspectives d'exploitation du gaz de roche mère au Québec repose ainsi sur une hypothèse centrale de 57 Mm³ (2 milliards de pieds cubes) par puits, avec une hypothèse basse de 28 Mm³ (1 milliard de pieds cubes) et une hypothèse haute de 115 Mm³ (3 milliards de pieds cubes).
- une grande variabilité de volume d'hydrocarbures récupérés par puits : dans la pratique, il existe une très forte dispersion des ressources récupérables par puits fonction en premier lieu de la qualité des bassins et de la grande hétérogénéité des caractéristiques de la roche mère (porosité, perméabilité, réseau de fissures existantes) difficilement prédictibles même avec les progrès des études sismiques. Le volume d'hydrocarbures extraits est en second lieu fonction du nombre de fracturations c'est-à-dire de l'énergie utilisée pour fracturer la roche mère.
- un profil de production par puits très rapidement déclinant, l'essentiel des volumes d'hydrocarbures étant extraits au cours des deux premières années d'exploitation. La fraction la

plus importante des volumes extraits rapidement est le gaz libre libéré par les fissures créées par la fracturation. Au terme d'un fort déclin (de l'ordre de 60 à 90% en 2 à 3 ans par rapport au débit initial), le flux de production peut continuer de façon régulière mais faible : le gaz extrait provient alors pour partie du processus de désorption du gaz adsorbé. Il est très difficile de modéliser ce phénomène et la durée de production sera fonction de critères économiques (valeur du gaz extrait versus coûts d'exploitation). Des cas de profils de production d'une durée de plusieurs décennies sont rapportés mais ils constituent des exceptions. Il est techniquement possible de procéder à de nouvelles fracturations après plusieurs années de production d'un puits existant s'il est estimé que cela soit rentable. Dans ce cas, le profil de production marque une nouvelle hausse du débit (plus faible que l'initiale) suivi rapidement d'une reprise du déclin.

4. ECONOMIE DE L'EXTRACTION DU GAZ DE ROCHE MERE

Les investissements nécessaires à l'extraction des hydrocarbures de roche mère comprennent les postes suivants :

- le poste principal est le coût du forage (qui dépend en grande partie de la profondeur mais aussi du taux de location des appareils de forage qui lui-même varie fortement en fonction de l'offre et de la demande) et de complétion du puits. Aux Etats-Unis, les coûts observés de forage et de complétion d'un puits horizontal vont de 3 à plus de 10 M\$ pour des drains horizontaux de 500 à 1500 mètres.
- coût spécifique des opérations de fracturation (apport et injection du fluide hydraulique)
- équipements et infrastructures de surface (collecte, traitement des hydrocarbures et traitement des eaux)
- éventuellement infrastructures de raccordement au réseau

Le principal paramètre affectant le seuil de rentabilité d'un puits demeure les volumes d'hydrocarbures extraits. Aux Etats-Unis, les estimations les plus optimistes font référence à une fourchette de 4,5 à 6\$/Mbtu de gaz sec (soit environ 1000 pieds cubes ou 28 m³) pour satisfaire à des critères de rentabilité standards (8 à 10%). Mais cette fourchette appelle les commentaires suivants :

- la faiblesse des réserves par puits impose, quel que soit le bassin exploité, de forer un grand nombre de puits (plusieurs centaines à plusieurs milliers). On estime qu'en moyenne sur 100 puits forés, 20 puits sont pleinement rentables, 60 puits sont marginalement économiques et 20 puits ne sont pas économiques (sources : industrie et AIE – World Energy Outlook 2009). L'hétérogénéité des roches mères se traduit par une grande dispersion des seuils de rentabilité par puits. Un des grands axes d'amélioration de la rentabilité des puits passe par une meilleure connaissance géologique de la roche mère permettant de définir les zones d'intérêt (« sweet spots »).
- L'étude de données propriétaires détaillées (Rystad Energy) tend à remettre en cause les estimations de 4,5 à 6\$ par MBtu de gaz sec (pouvoir calorifique d'environ 1000 pieds cubes soit 28 mètres cubes) généralement admises et avancées par diverses sources (Département de l'Energie des Etats-Unis, IHS-CERA). L'estimation du point mort de l'ensemble de la filière d'extraction de gaz sec de roche mère (à l'exclusion de tout hydrocarbure liquide) ressort proche de 10\$ (sous hypothèse d'un taux d'actualisation de 10%). Il apparaît vraisemblable que les estimations de 4,5 à 6\$ reposent sur des hypothèses de réserves moyennes par puits supérieures à ce que des études détaillées rapportent, représentatives des zones les plus productives (« sweet spots »), non pas de la moyenne de roches mères très hétérogènes (en caractéristiques et en productivité), et sur la probable prise en compte d'hydrocarbures liquides valorisés à un prix proche de celui du pétrole.
- Aux Etats-Unis, on observe qu'un point mort de 10\$/MBtu pour le gaz sec de roche mère (soit environ 55\$/baril équivalent pétrole) est cohérent avec le point mort de l'exploitation du pétrole de roche mère de l'ordre de 50\$/baril (voire paragraphe 8 ci-après); pour des coûts d'exploitation comparables, les réserves moyennes (estimées) par puits de gaz de 1,5 milliards de pieds cubes (soit environ 42 millions de m³) ont le même contenu énergétique que les réserves moyennes (estimées) par puits de pétrole de 250 à 300 000 barils.
- Les calculs de coût d'exploitation et de rentabilité aux Etats-Unis reposent sur le cadre de ce pays dont il est possible qu'il soit comparativement plus favorable aux compagnies exploitantes que dans d'autres pays. Les premières informations relatives à l'évolution du cadre fiscal de l'exploitation du gaz de roche mère en Pologne ont ainsi alimenté les craintes des opérateurs d'un niveau de taxation (40% des profits) incompatible avec l'économie de cette industrie (à la date du mois de mars 2013, l'administration polonaise n'a toujours pas arrêté la réglementation spécifique à l'exploitation des hydrocarbures de roche mère).
- Sur la période 2008-2012 qui a vu le prix moyen annuel du gaz successivement à 9\$, 4\$, 4,5\$, 4,1\$ et 2,8\$, la quasi-totalité des compagnies exploitantes de gaz de roche mère et de réservoirs compacts aux Etats-Unis présentent des cash flows fortement négatifs hors charges de structures, stratégies de couverture du prix du gaz (« hedging ») et achats/ventes d'actifs et alors même que la diffusion progressive de bonnes pratiques telles que le forage de puits en clusters (plusieurs

segments horizontaux à partir d'un seul et même site de forage commun), s'il est confirmé qu'il se généralise, devrait contribuer à la réduction des coûts. Ces cash flows négatifs tiennent compte de la valorisation supérieure des hydrocarbures liquides qui accompagnent la production de gaz. Au titre de l'exercice 2012, la compagnie française TOTAL a ainsi enregistré une dépréciation de ses actifs dans le champ de Barnett (Texas) à hauteur de 1,1 milliards d'euros, soit plus de 10% du résultat net part du groupe de 10,7 milliards d'euros. Ceci confirme le diagnostic que le prix du gaz aux Etats-Unis au cours des dernières années est significativement inférieur au coût de production.

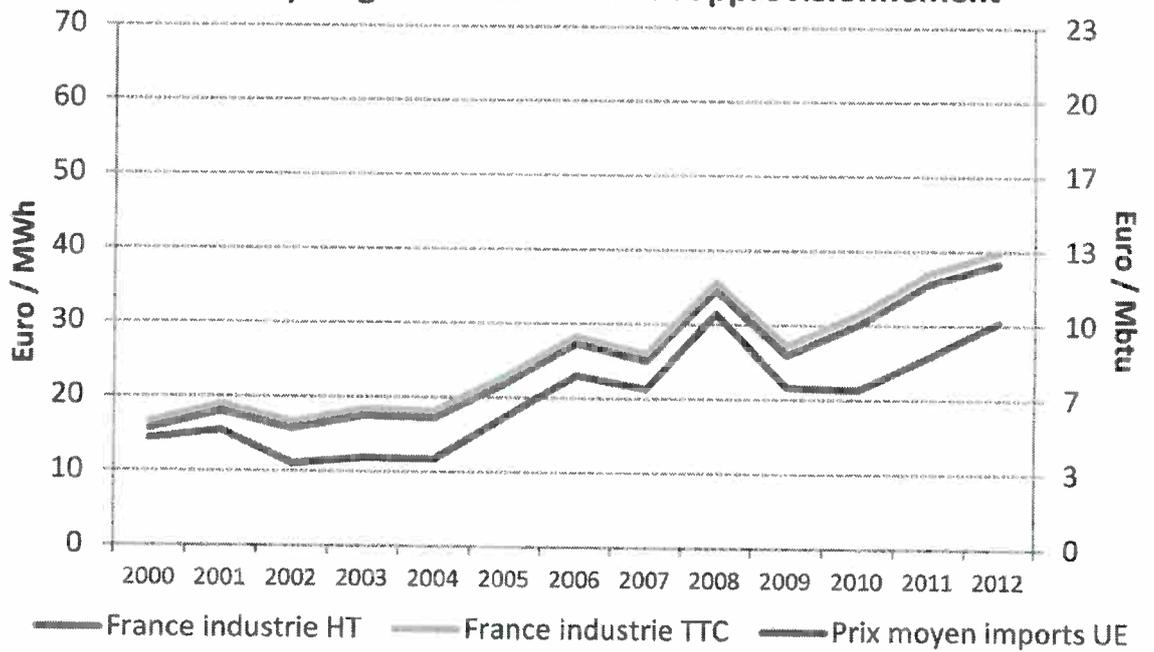
Dans certaines régions, en particulier en Europe, les premières informations disponibles laissent penser que les coûts et donc les seuils de rentabilité devraient être sensiblement plus élevés qu'aux Etats-Unis en raison :

- D'une géologie moins favorable (bassins plus petits et plus accidentés, roches mères plus profondes)
- Des coûts de forage plus élevés en raison d'une moindre disponibilité et une moindre concurrence des services nécessaires au forage et à la complétion des puits
- D'un moindre retour d'expérience des milliers de puits forés par an aux Etats-Unis contre quelques dizaines en Europe (essentiellement en Allemagne)
- Des termes fiscaux (redevances, royalties, impôt sur les bénéfices) qui restent à préciser mais qui pourraient être moins favorables à l'industrie. L'adoption de règles fiscales spécifiques apparaît comme une nécessité si l'on souhaite développer ce type de production.

Au vu de la vraisemblable sous-estimation du coût réel d'extraction du gaz de roche mère aux Etats-Unis, la fourchette de 8 à 11 \$ / MBtu (soit 6 à 8,5 € / Mbtu ou 18 à 25 € / MWh pour 1 Euro = 1,3 \$) pour le coût de production en Europe, évoquée à dire d'expert, pourrait être encore sous-estimée. Cette fourchette de coût de production doit être comparée à la fourchette de prix du gaz importé en Europe (PMI = Prix Moyen d'Importation), actuellement établie proche de 13\$ / MBtu (environ 10 €). Il apparaît que le coût du gaz de roche mère extrait en France serait proche de la parité avec le prix du gaz importé (à son niveau actuel) sans que nous soyons en mesure de préciser s'il serait inférieur ou supérieur. Dans les graphiques ci-dessous, l'écart entre le prix d'approvisionnement aux frontières et le prix de vente du gaz reflète :

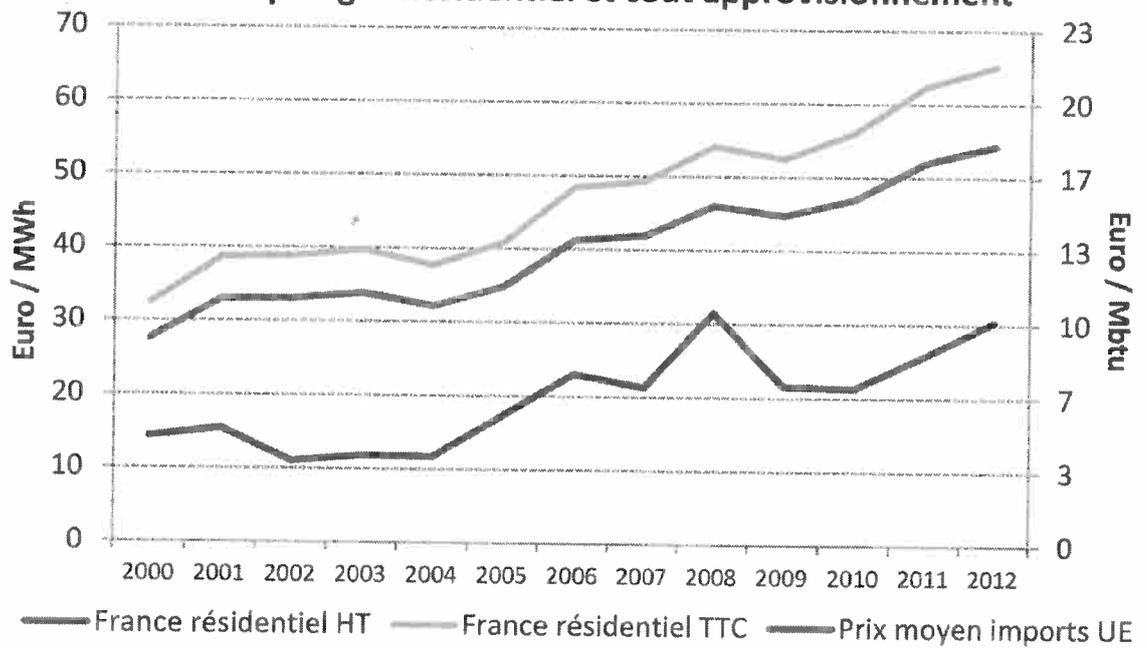
- Dans le secteur résidentiel : le coût d'utilisation des réseaux de gazoducs de transport et de distribution et des capacités de stockage et de modulation et la marge commerciale du fournisseur
- Dans le secteur industrie : le coût d'utilisation du réseau de gazoducs de transport et des capacités de stockage et de modulation et la marge commerciale du fournisseur

France - prix gaz Industrie et coût approvisionnement



Sources: AIE - Gas in Focus

France - prix gaz Résidentiel et coût approvisionnement



Sources: AIE - Gas in Focus

5. RISQUES ENVIRONNEMENTAUX DE L'EXTRACTION DU GAZ DE ROCHE MÈRE

L'extraction des hydrocarbures de roche mère est susceptible d'entraîner des risques de différentes natures sur l'environnement :

- **Empreinte au sol**

La conséquence de la conjonction de la surface très importante des roches mères (plusieurs milliers de km²) et de la faiblesse des volumes extraits par puits est que cette industrie est extensive et nécessite le forage d'un grand nombre de puits pour d'une part assurer un volume de production significatif, d'autre part réduire le risque économique. L'exploitation du gaz de roche mère d'une région requiert des centaines voire des milliers de puits selon la surface du gisement.

On peut retenir une empreinte au sol d'un site de forage proche de 2,5 hectares pendant la phase de forage. La surface de roche drainée est fonction de la longueur du segment horizontal du puits (1000 à 3000 mètres) et du rayon latéral de fracturation (de quelques dizaines à plus de 500 mètres) et du nombre de puits horizontaux forés à partir d'un site commun. Il est théoriquement possible de forer jusqu'à une vingtaine de puits horizontaux à partir d'une unique plateforme de forage (« pad » ou « cluster ») et donc de maximiser la surface et le volume de roche mère drainée pour une empreinte au sol minimale. Nous n'avons pas connaissance de statistiques illustrant la part de ces forages en « cluster ». A l'issue des phases de forage et de fracturation, la phase de production est caractérisée par une empreinte au sol beaucoup plus réduite, de l'ordre de 2000 m² par cluster.

Si l'on prend comme exemple le projet d'exploitation des schistes d'Utica au Québec, la surface considérée pour l'exploitation du gaz est de 10 000 km². Il y est prévu le forage de 150 à 600 puits par an pendant plusieurs décennies avec finalement de l'ordre de 20 000 puits forés, soit 2 puits par km² (ce ratio plutôt faible peut probablement être expliqué par des épaisseurs localement importantes, jusqu'à 750 mètres).

Dans le cas des 3 permis (accordés puis annulés) dans le Bassin du sud-est de la France couvrant une surface totale de 10 000 km² environ, le nombre total final de puits serait compris entre 5 000 (segment horizontal de 2 500 mètres et rayon latéral de 400 mètres) et 20 000 (segment horizontal de 2 500 mètres et rayon latéral de 100 mètres). L'empreinte moyenne au sol de l'ensemble des sites simultanément en production serait fonction du nombre de puits forés par an, du nombre de puits par cluster et de la durée de production des puits :

Estimation de l'empreinte au sol moyenne de l'ensemble des sites simultanément en production	Hypothèses : 100 puits forés par an / durée de production 7 ans par puits
1 puits (absence de cluster)	390 ha
3 puits par cluster	223 ha
5 puits par cluster	190 ha
10 puits par cluster	165 ha

Note : estimations des auteurs.

L'empreinte au sol totale des phases de forage et de fracturation (hors infrastructures de transport du gaz) sur la durée complète d'exploitation du gisement serait fonction du nombre total de puits et du nombre de puits par cluster :

Estimation de l'empreinte au sol totale pour un gisement de 10 000 km ²	5 000 puits (segment horizontal 2 500 mètres et rayon fracturation 400 mètres)	20 000 puits (segment horizontal 2 500 mètres et rayon fracturation 100 mètres)	16 700 puits (segment horizontal 1 500 mètres et rayon fracturation 200 mètres)
1 puits (absence de cluster)	125 km ²	500 km ²	417 km ²
3 puits par cluster	42 km ²	167 km ²	139 km ²
5 puits par cluster	25 km ²	100 km ²	83 km ²
10 puits par cluster	13 km ²	50 km ²	42 km ²

Note : estimations des auteurs.

Les surfaces d'empreinte au sol totale dans le tableau ci-dessus correspondent aux surfaces devant être restaurées et rendues à leur état initial (herbe, culture) après abandon des puits.

- **Volumes d'eau nécessaires**

Dans le cas de la fracturation hydraulique de la roche mère, on observe aux Etats-Unis que le volume d'eau injectée sous pression est compris entre 8 000 et 14 000 m³ par puits. Le besoin en eau semble être fonction de la nature et de la présence d'eau dans la roche mère (8 000 m³ dans le cas d'une roche mère avec présence d'eau telle que le Barnett Shale ; 14 000 m³ dans le cas d'une roche mère sans présence d'eau telle que le Marcellus Shale). Le volume total d'eau nécessaire est également fonction du nombre de fracturations (fonction des conditions géologiques et de la longueur des drains horizontaux), à raison de 2 000 m³ par fracturation environ. Selon le MDDEP (Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs) du Québec, le volume peut varier de 4 à 35 000 m³ d'eau, selon la longueur du forage horizontal et le nombre de fracturations requises (qui peut être supérieur à 20). Nous ne disposons pas de statistique sur le nombre de fracturations par puits mais une moyenne d'une dizaine par puits est citée dans de nombreux articles et études.

En retenant un volume moyen de 10 000 m³ d'eau injectée pour le forage et la fracturation et un volume total de gaz de 42 Mm³ (1,5 milliards de pieds cubes) extraits par puits, les besoins en eau ressortent à environ 200 litres pour 1000 m³ de gaz (soit environ 1 tonne équivalent pétrole). Une partie des eaux de rejet peut être réutilisée après traitement pour une nouvelle fracturation. L'extraction des gaz de roche mère est paradoxalement l'une des filières énergétiques les plus sobres en termes de volume d'eau nécessaire par unité d'énergie extraite (les volumes d'eau utilisés par unité d'énergie sont supérieurs dans les industries du pétrole conventionnel et du charbon et dans l'industrie nucléaire, plus de 1000 fois supérieurs dans les filières des agro-carburants produits à partir de cultures irriguées). Par contre, l'énergie hydraulique, la production d'électricité thermique (charbon, gaz, nucléaire) utilisent de l'eau mais n'en consomment pas. Enfin, le solaire et l'éolien n'utilisent pas d'eau. Du point de vue des ressources en eau, hors problème local de stress hydrique qui risquerait d'être accentué par les volumes nécessaires à la fracturation, le handicap de la filière d'extraction des gaz de roche mère réside davantage dans le traitement en surface de l'eau contaminée et les possibles contaminations d'aquifères à partir des eaux de rejet (backflow).

- **Nuisances de proximité**

Durant les phases de forage et de complétion du puits (ou des différents puits quand il s'agit d'un "pad" multi drains c'est-à-dire du forage de plusieurs puits horizontaux à partir d'un emplacement unique), l'activité sera soutenue et le matériel nécessaire acheminé par voie terrestre. Selon la profondeur et la complexité du puits, il faut compter entre 3 et 5 semaines pour la réalisation de cette étape, plusieurs mois pour un pad multi drains. Dans le cas d'un pad comportant une vingtaine de puits, l'activité de forage et de complétion s'étalera sur une durée de 1 à 2 ans.

Lors de la fracturation, la très grande quantité d'eau nécessaire implique un trafic de camions citernes important. Selon la capacité des camions citernes et le nombre de fracturations par puits, plusieurs centaines de trajets aller-retour sont nécessaires par puits, à multiplier par le nombre de puits. Les routes locales empruntées n'ont pas forcément été construites pour un tel charroi et des dégradations sont à prévoir. Par ailleurs une telle circulation sur les petites routes de campagne est accidentogène et créera des nuisances importantes pour le voisinage en termes de bruit et de poussière.

Le bruit généré par les activités de forage équivaut à 40 dB à une distance de 1,5 km du lieu de forage, ce qui équivaut, à cette distance, au niveau de bruit émis par un lave-vaisselle moderne. La distance, le type de sol et la topographie de même que les conditions atmosphériques sont autant de paramètres qui influent sur la propagation du son. Dans le contexte où la source de bruit est faible en comparaison de la distance parcourue, celle-ci peut être considérée comme une source

ponctuelle. Dans ce cas, le niveau sonore diminue au fur et à mesure que l'on s'éloigne de la source. Cette atténuation est de 6 dB chaque fois que la distance est doublée.

En France, comme ailleurs dans le monde sauf aux États-Unis, le Code civil français indique que si la propriété du sous-sol appartient au propriétaire du sol, la gestion du sous-sol minier appartient à l'État qui peut en concéder l'exploitation à une compagnie minière. Le code minier donne donc le droit à l'État de vendre des concessions à des sociétés sur ou sous des terrains qui ne lui appartiennent pas. La société ayant obtenu la concession a le droit d'utiliser les terrains de surface pour les installations nécessaires à son travail y compris routes ou gazoducs, avec ou sans le consentement des propriétaires. Ces derniers seront indemnisés ou, en cas d'opposition, expropriés. Avec le maillage nécessaire à l'exploitation du gaz de roche mère, des traversées de propriétés pour transporter les équipements sont également inévitables. Des droits de passage seront donc nécessaires pour des charrois de camions importants. Par contre, en profondeur, les propriétaires en surface n'ont aucun droit. Les forages horizontaux par exemple (qui peuvent atteindre 2 km), ne requièrent aucune autorisation des propriétaires en surface.

- **Traitement des eaux**

Le fluide injecté lors de la fracturation hydraulique est formé à plus de 99% d'un mélange d'eau et de particules solides ("*proppants*", qui peuvent être du sable, des particules d'oxyde d'aluminium, des billes de céramique) destinées à maintenir ouvertes les microfissures (épaisseur de l'ordre du dixième de millimètre à 1 millimètre) dans la roche mère et à permettre la circulation du gaz. Le 0,5 à 1% restant est constitué d'additifs chimiques qui permettent au fluide de satisfaire aux exigences souvent contradictoires de la fracturation : acide chlorhydrique, inhibiteur de corrosion, agent antibactérien, agent anti-dépôts, réducteur de frottement, surfactant, agent gélifiant, hydroxyde de sodium (la solution issue de la dissolution de ce cristal est appelée soude, lessive de soude ou soude caustique). Comme un puits requiert en moyenne 10 millions de litres, cela signifie l'injection de 50 à 100 m³ de produits chimiques dans le sous-sol. Ils seront partiellement transformés en sels et partiellement récupérés en surface avec les eaux de rejet (backflow) qui représentent quelque 40% des volumes injectés.

L'Institut national de santé publique du Québec a procédé en novembre 2010 à l'évaluation du potentiel cancérigène des produits chimiques déclarés être utilisés au Québec et publiés par les industries du gaz de roche mère ou par le MDDEP ainsi que ceux non déclarés être utilisés au Québec mais utilisés dans les schistes de Marcellus, aux États-Unis. L'évaluation du potentiel cancérigène des composés identifiés a été tirée des évaluations d'organismes internationaux reconnus pour leur expertise dans le domaine, tels que l'US EPA (IRIS, 2010), le Centre international de recherche sur le cancer (CIRC, 2010) associé à l'Organisation mondiale de la Santé, le Programme de toxicologie national (NTP, 2010) des Instituts nationaux des sciences de la santé environnementale (NIEHS), et le Hazardous Substances Data Bank de la Bibliothèque nationale de médecine (National library of medicine) américaine (HSDB, 2010). Cet exercice a de nombreuses limites quant à son application en santé publique, puisque la notion de seuil d'effets potentiels n'a pas été prise en compte. Cependant, il met en lumière le manque de données disponibles sur ce sujet, ce qui empêche de faire une évaluation quantitative des risques à la santé reliés à l'exploitation du gaz de roche mère. Parmi les substances chimiques répertoriées, 7 substances ont un potentiel cancérigène (reconnu, probable ou possible) selon les différentes organisations internationales d'évaluation des risques, soit environ 11 % des substances.

Par ailleurs, les roches mères sont susceptibles de contenir des éléments problématiques s'ils sont concentrés comme l'uranium, très soluble dans l'eau, et les métaux lourds qui pourront se mélanger aux fluides de fracturation. Parmi les composés identifiés d'origine naturelle (aluminium, antimoine, baryum, bore, cadmium, chlorures, cobalt, cyanure, fer, lithium, magnésium, manganèse, molybdène, nickel, phosphore, plomb, plomb-210, radium-226, sélénium, sulfates, thallium, thorium, titanium, uranium-235, zinc) provenant du sol et captés ou libérés lors des opérations de forage, de fracturation ou de production du gaz au Québec et dans le gisement de Marcellus aux États-Unis, 8 ont un potentiel cancérigène (reconnu ou possible) selon les différentes organisations internationales d'évaluation des risques, soit 30 % des

substances. Une problématique additionnelle connue consiste en l'élimination adéquate de déchets potentiellement radioactifs.

30 à 80% de l'eau injectée pour la fracturation est récupérée en surface, ce qui est essentiel pour que le gaz puisse migrer. Il faut donc stocker et/ou traiter 3000 à 8000 m³ d'eau salée et contaminée par puits (à multiplier par le nombre de puits dans le cas d'un « cluster »). Cette eau contient certains polluants. Lors de l'exploitation du gaz, de l'eau salée va également remonter régulièrement. La première phase consiste à récupérer cette eau agressive et à la stocker sur place, le plus souvent dans des bassins de retenue qui peuvent atteindre une surface de l'ordre de 2 hectares et une capacité de 40 000 à 70 000 m³ (les besoins de stockage et de traitement en surface sont fonction du nombre de puits mais également des caractéristiques des roches mères). Il est donc essentiel de vérifier l'étanchéité de ces bassins de rétention et d'évaluer le risque de leur débordement en particulier en cas de fortes pluies. Il est également essentiel de connaître la durée de vie des membranes géotextiles utilisées face à ces eaux potentiellement agressives. Un taux de recyclage de 30 à 70 % de cette eau est avancé par des opérateurs.

En 2004, aux Etats-Unis, l'*Environmental Protection Agency* (EPA) a considéré que la fracturation hydraulique, surtout si elle est effectuée avec des fluides majoritairement aqueux, ne présente aucun risque de pollution vis-à-vis de l'approvisionnement en eau potable. Depuis, devant la forte croissance du nombre de puits forés et fracturés, une enquête sur la dangerosité des produits a été décidée. Jusqu'en 2009, les puits de gaz non conventionnels utilisant la fracturation hydraulique n'étaient pas classés dans la catégorie des puits injecteurs, ce qui les soustrayait à la législation du "*Safe Drinking Water Act*". Des cas de contamination de l'eau potable ayant été démontrés, en juin 2009, le Congrès des Etats-Unis adopte le *Fract Act*, qui oblige notamment les compagnies opérant des fracturations hydrauliques à communiquer la composition du fluide de fracturation. Il existe un registre des produits chimiques utilisés en fracturation aux Etats-Unis <http://fracfocus.org/> (données très détaillées par puits). Par ailleurs, initiée en 2010 et devant être soumise à commentaire public et revue par les pairs en 2014, une large étude est placée sous l'égide de l'*Environmental Protection Agency* (EPA) pour examiner en détail la relation complexe entre l'eau et la fracturation hydraulique. Le périmètre de ce projet englobe la durée de vie complète de l'eau dans la fracturation hydraulique, depuis son acquisition, son mélange à des produits chimiques, son déplacement lors de la fracturation hydraulique, jusqu'à l'étape de son retraitement, ainsi que de celui de l'eau de production et des déchets ultimes. Cette enquête exhaustive devrait aboutir à une réglementation assurant une protection satisfaisante de l'environnement.

Le rapport 2011 du Conseil général de l'Industrie, de l'énergie et des Technologies (CGIET n° 2011-04-G) et du Conseil général de l'Environnement et du Développement durable référencé CGIET n° 2011-04-G- CGEDD n° 007318-01 et intitulé "Les hydrocarbures de roche-mère en France" précise « *qu'il est possible d'imposer une liste positive de produits (une vingtaine et non 500) permettant de couvrir toutes les fonctionnalités attendues du mélange et bien adaptées au sous-sol français. Cette liste pourrait être établie par un Comité scientifique à créer. Elle s'imposera alors à toutes les opérations de forage de grande profondeur. En réduisant le nombre de molécules susceptibles d'être utilisées, elle limitera "l'effet cocktail" et permettra de mieux appréhender les interactions entre produits et les réactions chimiques potentielles avec les composants de la roche-mère. Pour ne pas figer le progrès technique, cette liste devra être régulièrement tenue à jour. Un dispositif dérogatoire pourrait être prévu afin d'autoriser, à titre exceptionnel, un opérateur à utiliser un produit non visé dans la liste des produits autorisés, à la double condition de la démonstration par le demandeur de l'innocuité du produit concerné et de l'accord du Comité scientifique.* »

- **Sismicité**

D'après une étude menée par l'US National Academy of Sciences (« *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies* ») sur demande du Congrès américain, le risque pour la fracturation hydraulique de déclencher des tremblements de terres ne serait pas particulièrement élevé. Selon ces chercheurs, les risques de sismicité encourus seraient plus importants à travers la production d'énergie géothermique et le pompage souterrain de CO₂ (dans le cadre de CCS) que par la

fracturation en elle-même. Auparavant, une étude menée par le Conseil National de Recherche (National Research Council) avait montré que le risque sismique associé à la fracturation hydraulique était bien un fait avéré pour les puits d'injection de l'eau de forage mais inexistant pour les puits de production qui utilisent la fracturation (en France, les puits de réinjection d'eau usée dans un aquifère autre que celui du gisement sont interdits). Les craintes de sismicité liées à la fracturation semblaient pourtant justifiées après les enquêtes menées par le gouvernement britannique qui a tenu la technologie pour responsable d'une série de secousses en avril et mai 2011, la plus importante ayant atteint une magnitude de 2,3 sur l'échelle de Richter. La fracturation serait également liée à une cinquantaine de petits tremblements de terre qui ont eu lieu le 18 janvier 2011 dans l'Oklahoma, d'une magnitude comprise entre 1 et 2,8. Ces deux cas sont les seuls pour lesquels il a été confirmé que l'activité sismique induite a été liée à la fracturation. L'étude menée par l'US National Academy of Sciences enseigne que d'autres technologies peuvent également être source d'événements sismiques : le pétrole et le gaz conventionnel (38 cas), la récupération du pétrole par injection d'eau (27 cas), la géothermie (25 cas), l'injection d'eaux usées (11 cas) et les réservoirs hydroélectriques (44 cas). La fracturation hydraulique ne serait finalement pas une cause potentielle de séisme, puisque le volume de liquide injecté ne serait pas assez important et sur une surface trop réduite pour les provoquer, contrairement à d'autres technologies couramment utilisées. Le seul cas potentiellement dangereux serait celui d'une injection de fluide hydraulique à proximité immédiate d'une faille majeure que cette injection pourrait réactiver.

6. CONTENU EN GES DE L'EXPLOITATION DU GAZ DE ROCHE MERE

Energies fossiles et climat¹

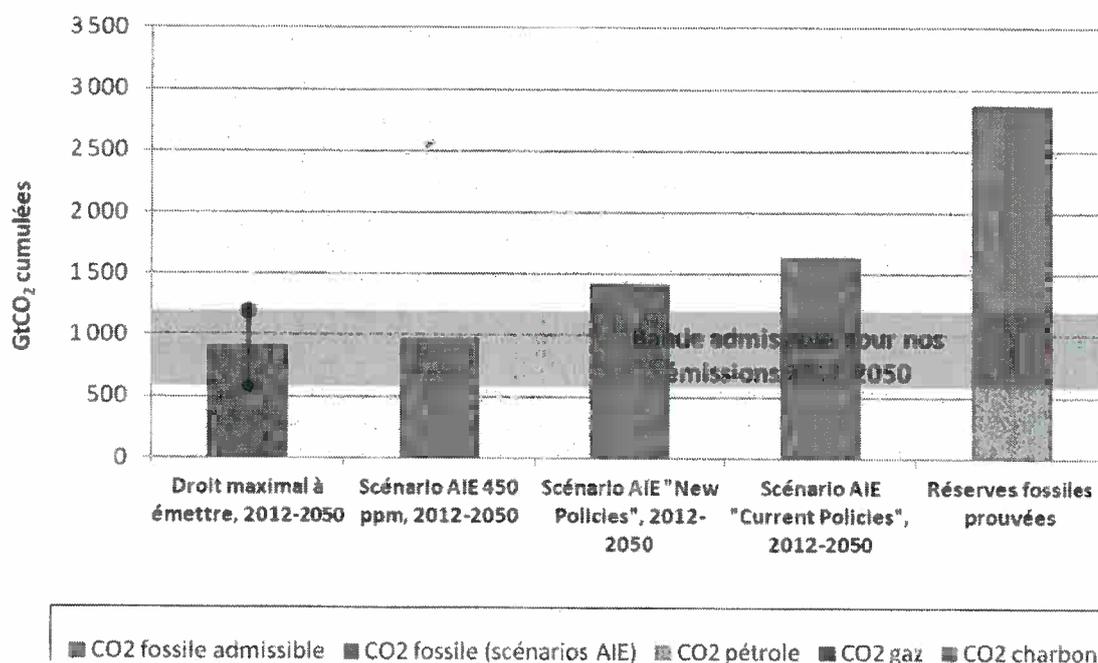
Le climat étant un bien commun mondial¹ et étant impacté par les émissions de CO₂, liées à la combustion des énergies fossiles, il est nécessaire de situer l'enjeu national d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, tout comme celui de la lutte contre le changement climatique, dans ce contexte mondial. Rappelons que les négociations internationales relatives à la lutte contre le changement climatique visent à éviter une augmentation de température moyenne sur la planète supérieure à +2°C par rapport à la température préindustrielle. Au-delà de +2°C, les répercussions sur nos organisations sociales seront telles que le coût des réparations sera bien supérieur au coût des actions d'atténuation à prendre aujourd'hui pour contrecarrer le processus. Dans un rapport publié récemment², la Banque Mondiale dresse un constat alarmant sur la situation, du fait de la faiblesse de nos engagements de réduction. Nous semblons ne pas réussir à éviter une trajectoire conduisant à une hausse tragique de la température de l'ordre de 4 ° minimum. Il est donc plus qu'urgent d'inverser le cours de notre route et de remettre en cause les méthodes qui nous conduisent à cette impasse. En référence à plusieurs sources scientifiques récentes³, satisfaire à l'objectif des « 2°C » nous oblige à ne pas émettre plus de 600 à 1 200 GtCO₂ d'ici 2050, ces chiffres ne concernant que la combustion des énergies fossiles. Conservons l'ordre de grandeur de 1000 GtCO₂, en se rappelant que l'humanité a émis en brûlant des énergies fossiles un peu plus de 30 GtCO en 2010 et que ses émissions sont toujours croissantes. Peut-elle jouer à ce jeu longtemps ? En réserves prouvées⁴ restantes de pétrole, gaz et charbon, nous avons dans le monde un potentiel d'émissions de près de 2 900 GtCO₂ sous les pieds, dont plus de 1 000 GtCO₂ en « se contentant » seulement du pétrole et du gaz. Ces chiffres font en outre abstraction des réserves non prouvées, au rang desquels les pétroles et gaz non-conventionnels. Selon l'AIE, les réserves ultimes restantes de pétrole et de gaz, c'est-à-dire prouvées et non prouvées (mais techniquement extractibles), correspondraient à elles seules à des émissions supérieures à 4 000 GtCO₂e. Celles de charbon à plus de 30 000 GtCO₂e. La figure ci-dessous permet de mieux appréhender les ordres de grandeur en jeu, concernant les émissions « admissibles » (notre « droit à émettre ») et potentielles (à partir des réserves fossiles prouvées) et placent des scénarios d'émission réalisés par l'AIE.

1 Voir http://www.carbone4.com/fr/l_actu_de_carbone_4/climat-p%C3%A9trole-et-gaz-de-schiste%C2%A0-peut-les-marier%C2%A0

2 « Turn Down the Heat – why a 4°C warmer world must be avoided », The World Bank, nov 2012, http://climatechange.worldbank.org/sites/default/files/Turn_Down_the_heat_Why_a_4_degree_centrigrade_warmer_world_must_be_avoided.pdf

3 600 GtCO₂e cumulées environ entre aujourd'hui et 2050, selon Meinhausen et al. Nature 458, 1158–1162 (2009). 1 200 GtCO₂e cumulées environ entre aujourd'hui et 2050, selon Allen, M. R. et al. Nature 458, 1163–1166 (2009). 900 GtCO₂ cumulées entre aujourd'hui et 2050 Selon l'AIE (World Energy Outlook 2012),

4 Les réserves prouvées représentent la part des ressources dont l'extraction / production est considérée comme certaine à 90%.



Source : Carbone4

Peut-on compter sur les techniques de Capture et Séquestration du CO₂ (CSC)? Elles sont envisageables, en théorie, pour la production électrique à base de charbon ou de gaz dans les zones de production qui sont « éligibles » à cette technologie. Sachant que le développement des techniques de CSC est à ses prémices, que leur déploiement à une large échelle nécessite la conjonction de conditions économiques favorables aujourd'hui non réunies, qu'il n'est envisagé aujourd'hui par aucun expert de manière industrielle avant la décennie 2030, il ne semble pas que le CSC soit de nature à modifier substantiellement notre conclusion. L'exploitation et la consommation des hydrocarbures au niveau mondial doivent donc être réduites. Dit autrement, extraire plus de gaz non conventionnels de terre, c'est contribuer à la dérive climatique sauf si, par ailleurs, d'autres énergies fossiles – issues de réserves prouvées – ne sont pas exploitées. Personne ne peut à l'évidence garantir cette condition dans l'état actuel des négociations climat.

Impact GES de l'exploitation des gaz de roche mère

Le forage destiné à la production de gaz de roche mère implique une mise sous pression élevée avec l'envoi d'eau chargée de sable et de produits chimiques (fracturation hydraulique) et ensuite la récupération du gaz s'échappant des fractures produites. Il est impératif que le tubage soit parfaitement hermétique sur les 2000 à 3000 mètres de longueur moyenne. Un test d'intégrité du puits doit donc être réalisé pour vérifier la cimentation de chaque tubage. Le puits doit pouvoir résister à des fortes pressions et aucune perte de pression ne doit être enregistrée.

Une étude réalisée en Alberta indique qu'il y avait, en 2007, plus de 18 000 puits présentant des émanations de gaz (Bexte *et al.*, 2009). Cette étude porte sur tous les puits de gaz dont seuls un petit nombre sont des puits de gaz de roche mère. Elle rapporte que, de 2005 à 2007, pour un nombre de forages variant de 331 à 393 selon l'année, le pourcentage de puits présentant une migration de gaz allait de 7 à 19 %. L'étude a conclu que les risques associés aux fuites de gaz étaient trop élevés et qu'il fallait améliorer la situation en modifiant les méthodes de cimentation des puits, ce qui a permis de réduire le nombre de fuites de gaz à moins de 1 %. Aux États-Unis, l'EPA évalue que les 500 000 puits gaziers répertoriés par le *Department Of Energy* des États-Unis (DOE) et en exploitation généreraient des émissions fugitives totales de méthane d'environ 14,1 Mt de CO₂ éq./an, soit une moyenne de 28 200 kg par puits. Ces émissions proviendraient de fuites liées aux puits eux-mêmes (fuites dans le sol et par

l'évent), aux conduites de collecte et aux stations de traitement du gaz naturel. Ces deux études ne distinguent pas les gisements conventionnels (la très grande majorité des puits étudiés) des puits ayant subi une fracturation hydraulique.

Selon le rapport du BAPE québécois, les puits orphelins ou abandonnés "peuvent" présenter un risque pour l'environnement, notamment parce qu'ils peuvent servir de chemin préférentiel pour la contamination des eaux souterraines ainsi que pour les eaux de fracturation. Plusieurs des cas de contamination d'aquifères ou de puits domestiques répertoriés résulteraient de puits abandonnés (Lacombe *et al.*, 1995). Si des puits abandonnés ou orphelins présentent un défaut d'étanchéité, il peut se créer un "lien hydraulique" entre les aquifères de surface et les fluides profonds.

Au Québec, à l'automne 2010, le ministère des Ressources naturelles et de la Faune a effectué 31 inspections de sites de forage récents, dont 29 étaient liés à l'exploration du gaz de roche mère. De ces 29 sites, 18 présentaient des émanations de gaz naturel. Les émanations de gaz naturel concernaient donc 64% des puits. On parle aussi d'émissions fugitives, signifiant que la source est diffuse et donc difficile à contrôler. Un problème similaire provient des torchères (parfois c'est un incinérateur) destinées à brûler le gaz naturel extrait au cours des essais pour évaluer la capacité de production et le potentiel de commercialisation d'un puits. Il s'agit donc d'une action momentanée mais potentiellement polluante.

Depuis 2011, plusieurs études (Université Cornell, National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Université du Colorado) s'appuyant sur des données de terrain présentent des résultats convergents, d'une part d'une probable sous-estimation des fuites des infrastructures d'extraction de gaz de roche mère par rapport aux valeurs retenues jusqu'à présent dans la littérature, d'autre part d'émissions supérieures de 25 à 50% de la filière d'extraction de roche mère par rapport à l'extraction de gaz conventionnel. Mais la controverse subsiste et des résultats contradictoires ont été publiés, y compris entre équipes de l'Université Cornell, quant à la comparaison des contenus en GES des différentes filières fossiles, que ce soit pour un usage thermique comme pour la production d'électricité. L'équipe de chercheurs d'Howarth considère que les émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie sont équivalentes (voire supérieures) à celles du charbon. L'équipe de Cathles se fait l'avocat de l'exploitation du gaz de roche mère, arguant qu'au contraire, les bénéfices en matière de réduction des émissions de GES sont très significatifs par rapport au charbon.

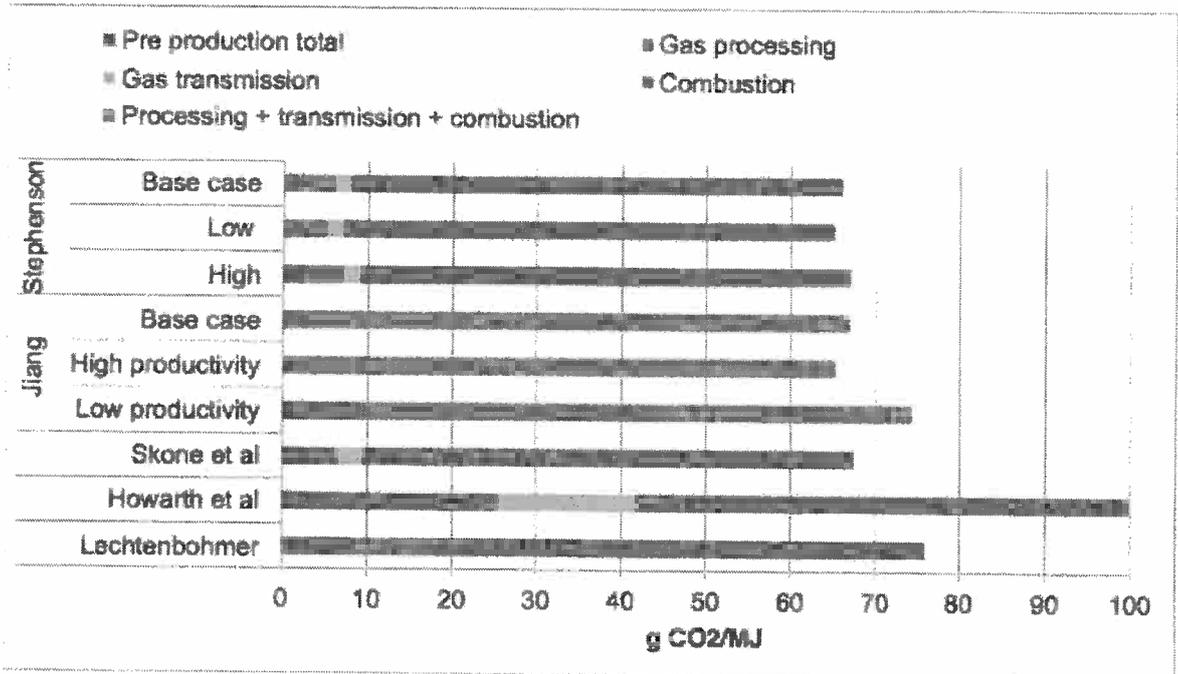
Le désaccord porte sur des hypothèses différentes sur trois points très précis :

- les quantités de méthane s'échappant dans l'atmosphère, en particulier au moment où le liquide de fracturation remonte à la surface des puits de forage, mais aussi tout le long du processus de traitement, transport, stockage, distribution
- le mode de comparaison au charbon : en termes d'énergie primaire (combustion pure) ou d'énergie finale (via la production électrique)
- l'horizon de temps sur lequel l'impact climatique du méthane est pris en compte (20 ou 100 ans)

Sur ce dernier point, notons que les conventions actuelles sont d'utiliser une durée de 100 ans (et des PRG100) contrairement à ce que retient Howarth.

Signalons enfin que, dans un rapport publié en juillet 2012 pour le compte de la Commission Européenne, l'AEA conduit une investigation détaillée de l'état de la connaissance sur les impacts environnementaux dus à l'exploitation des gaz de roche mère. Y sont recensés de nombreux travaux scientifiques, y compris ceux de Howarth et al. (mais pas ceux de Cathles et al.) au sujet desquels les auteurs ne prennent pas position. Cependant, cette étude présente également une modélisation des émissions de GES directes et indirectes de la production d'électricité au gaz naturel, à partir de sources conventionnelles ou non-conventionnelles (comme le gaz de roche mère) : les résultats s'appuient sur des hypothèses de fuites de méthane (lors du « flow back » notamment) beaucoup plus modérées que chez Howarth et al..

Figure 5: Total life cycle emissions for shale gas (CO₂ eq/MJ gas combusted using 100 year GWPs for CH₄ and N₂O of the IPCC Fourth Assessment Report)



Source: AEA, Report for European Commission, Climate impact of potential shale gas production in the EU, Juillet 2012.

Signalons enfin la comparaison, pour la France, des émissions de GES, entre du gaz naturel importé de Russie ou par GNL et du gaz de roche mère produit sur le territoire national. Dans la figure ci-après sont représentées les émissions de gaz à effet de serre lors de la production et du transport de gaz naturel sur différentes distances ainsi que lors de la production de gaz de roche mère en France.

Les hypothèses de production de gaz naturel sont issues de l'étude JEC/EUCAR/CONCAWE⁵. L'étude de sensibilité sur les émissions de GES liées à la production de gaz naturel pour chaque origine porte sur :

- la consommation d'énergie lors de la phase d'extraction du gaz naturel
- les besoins en énergies pour la compression du gaz naturel lors du transport par gazoduc.

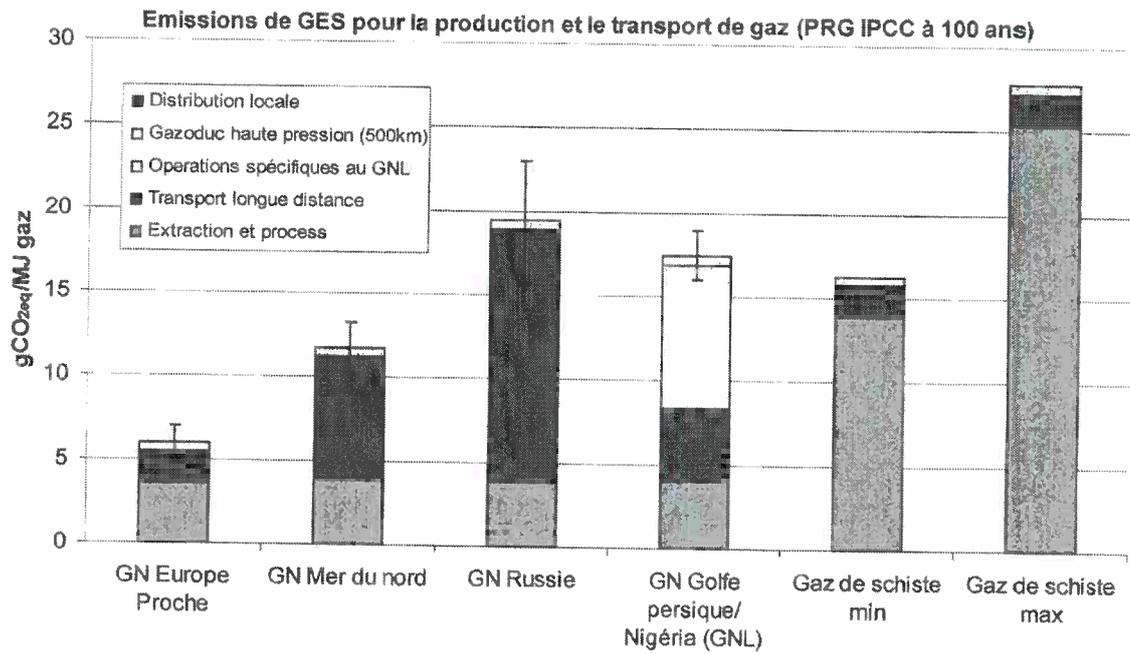
Une étude de sensibilité spécifique au GNL a aussi été conduite. Elle porte sur :

- le besoin en électricité lors de la phase de liquéfaction
- la distance du transport par méthanier (Nigéria ou Golfe persique).

La production de gaz de roche mère est considérée comme ayant lieu en France. Les émissions de méthane lors de la phase d'extraction et de production, sont issues de l'article du professeur Howarth⁶. Les consommations d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre ayant lieu pendant le transport sont considérées comme identiques à celles induites par du gaz naturel provenant d'Europe proche.

⁵ INSTITUTE FOR ENVIRONMENT AND SUSTAINABILITY. Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context WELL-TO-TANK Report Version 3.0 November 2008 Description and detailed energy and GHG balance of individual pathways. 2008.

⁶ HOWARTH R., SANTORO R. et INGRAFFEA A., Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations, Climatic Change, 2011, 106, n°4, pp.679-690



7. CONSEQUENCES MARCHES ENERGIE ET MACRO-ECONOMIQUES DE L'EXTRACTION DU GAZ DE ROCHE MERE

Aujourd'hui, le seul pays au monde produisant des gaz non conventionnels en grandes quantités sont les Etats-Unis où ils représentent plus de la moitié de la production en 2011 (415 milliards de m³ sur un total de 650, dont 210 de gaz de roche mère, 160 de gaz de réservoirs compacts et 45 de gaz de houille (CBM)).

Un recours plus important aux gaz non conventionnels dans le reste du monde, hypothèse aujourd'hui incertaine compte tenu des enjeux environnementaux et des incertitudes économiques relatives à la filière industrielle, pèserait sans aucun doute à la baisse sur la croissance des échanges gaziers mondiaux. Néanmoins, une baisse des prix en Europe ou en Asie au niveau de ceux observés sur le marché américain n'est pas réaliste. Il faudrait pour cela que deux conditions soient remplies, et elles ne le seront pas :

- une autonomie complète de ces marchés. Les marchés européen et asiatique resteront importateurs nets : des achats de gaz par gazoduc et/ou par GNL seront encore nécessaires. Un rapport de 2012 de la commission Européenne confirme que, contrairement aux États-Unis, « la production de gaz de schiste ne rendra pas l'Europe auto-suffisante en gaz naturel. Dans le scénario le plus optimiste les importations peuvent être réduites à un taux d'environ 60 % ». (Source: Unconventional Gas : Potential Energy Market Impacts in the European Union)
- des coûts de production du même ordre que ceux observés aux États-Unis; or, les premières indications plaident pour des coûts d'extraction plus élevés en Europe

Par contre, le développement de l'industrie entraîne des conséquences économiques nationales et locales. Selon une étude de l'Association Pétrolière et Gazière du Québec, les perspectives indiquent la création de 5000 emplois directs et indirects sur la base du forage de 150 puits/an et de 19000 emplois sur la base de 600 puits/an, soit un ratio d'environ 32 emplois par forage. Dans la phase d'exploitation (post forage), l'étude estime un ratio (en rythme de croisière) à 19 emplois directs et indirects en moyenne pour 100 puits en service. Sur la base de 150 puits forés par an, la production annuelle moyenne serait de l'ordre de 3,5 milliards de mètres cubes, stable sur la période 2010-2025. Sur la base de 600 puits forés par an, la production annuelle moyenne serait de l'ordre de 12 milliards de mètres cubes, croissante sur la période 2010-2025.

Il s'agit d'emplois de niveaux professionnel et technique spécialisés et bien rémunérés (liste non exhaustive):

- Prospection : géologue, géophysicien, technicien de géosciences
- Aménagement de site : défricheur, aménagement de terrain
- Fracturation et complétion : ingénieur pétrolier, hydrologiste, technicien en maintenance de machinerie lourde, technicien en environnement
- Forage : géologue, ingénieur forage, ouvrier sondeur, opérateur de machinerie lourde, électricien, opérateur de grue, inspecteur en environnement
- Divers : sécurité, gestionnaire, technicien informatique, logistique, support administratif

Certains emplois spécialisés devront être importés dans la région concernée comme les spécialistes de la fracturation hydraulique. Par contre, pour tous les travaux généraux tels le terrassement, le camionnage, la sécurité, des embauches locales pourront être réalisées.

Selon les estimations du MRNF (Ministère des Ressources naturelles et de la Faune) du Québec, le développement de l'industrie du gaz de roche mère au Québec se ferait de façon progressive et, lorsqu'un certain niveau de maturité aura été atteint à la faveur d'un contexte économique favorable, jusqu'à 250 puits horizontaux pourraient être forés chaque année dans les basses-terres du Saint-Laurent, ce qui nécessiterait des investissements d'au moins 1 G\$/an de la part des sociétés d'exploitation. À ce rythme, jusqu'à 7 000 emplois directs et 3 000 emplois indirects pourraient ainsi être créés au Québec pour une production annuelle moyenne que l'on peut estimer, à partir de l'étude de l'Association Pétrolière et Gazière du Québec, à environ 6 milliards de mètres cubes.

Application au cas Français

Le rapport du CGIET et du CGEDD intitulé "Les hydrocarbures de roche-mère en France" donne des estimations du potentiel en France: « *Quantitativement, la mission ne dispose que des résultats des études de l'EIA (qui estime à 5 Tm³ les réserves françaises techniquement récupérables de gaz de roche-mère (soit 90 ans de notre consommation actuelle). Par ailleurs, sur la base de données confidentielles recueillies auprès des titulaires de permis exclusifs de recherches, qui n'ont pas été validées par des tests d'exploration et qui n'ont pas été contrôlées par la mission, il apparaît que le taux unitaire de gaz récupérable dans les trois permis de recherches accordés serait de l'ordre de 100 Mm³/km². En prenant l'hypothèse que 50 % de la surface des permis accordés puissent être effectivement exploités (après exclusion des surfaces en zone urbaine, des zones inaccessibles ou protégées, des zones géologiquement inadaptées, etc.), les ressources effectivement récupérables pour ces trois permis seraient de l'ordre de 500 Gm³, soit 10 % des estimations de l'EIA faites pour la France entière* ».

Les hypothèses retenues et les perspectives envisagées par le CGIET et le CGEDD peuvent faire l'objet d'une analyse critique (étant donné le caractère extensif de l'exploitation des hydrocarbures de roche mère, on peut en première approche retenir des valeurs proportionnelles de production, d'empreinte au sol et d'emplois créés dans le cas d'hypothèses différentes de surfaces des gisements exploités). Le cadre général retenu par le CGIET et le CGEDD se traduiraient par les conséquences suivantes :

- Des indices concordants et l'étude de l'Institut Géologique de Pologne amènent à considérer comme probable que la valeur de 100 Mm³ / km² ne fait pas référence au gaz récupérable mais plutôt au gaz en place. Dans ce cas, sous hypothèse d'un taux de récupération de 20% (global et non pas du seul volume de roche drainée), le potentiel de réserves extractibles des 3 permis annulés (10 000 km²) du bassin du sud-est serait au total de 200 Gm³, réduit à 100 Gm³ en reprenant l'hypothèse du rapport du CGIET-CGEDD de 50% de surface réellement exploitable⁷. Sous ces hypothèses, ce volume serait inférieur à la production historique de gaz conventionnel du Sud-Ouest (Lacq, Meillon) qui s'est élevée à environ 300 Gm³ en volume cumulé depuis 1957. Il convient de souligner le caractère incertain de ces estimations en raison de l'absence de mesure du contenu en carbone (et de l'ensemble des paramètres géologiques et géophysiques) des roches mères du bassin du sud-est.
- En considérant un rythme de forage de 100 puits par an (segment horizontal de 2500 mètres et 100 mètres de rayon latéral de fracturation pour un volume de réserves par puits de 40 Mm³), le nombre total de puits serait de 5000 sur une durée d'exploitation de 30 ans environ.
- Sous hypothèse de 3 puits par cluster, l'empreinte au sol moyenne de l'ensemble des sites simultanément en production serait de 223 ha (2,2 km²) et l'empreinte au sol totale (sur la durée d'exploitation du gisement) de 8330 ha (83 km²). Sous hypothèse de 10 puits par cluster, l'empreinte au sol moyenne de l'ensemble des sites simultanément en production serait de 165 ha (1,7 km²) et l'empreinte au sol totale de 2500 ha (25 km²).
- La production annuelle atteinte en plateau serait de 4 Gm³ (l'équivalent de 3,6 millions de tonnes équivalent pétrole environ), soit un peu moins de 10% des importations actuelles de gaz de la France.
- Le nombre d'emplois créés puis maintenus sur la durée d'exploitation serait en moyenne de 3500 par an.
- Au prix du pétrole et au coût du gaz importé de 2011, la réduction de 10% des importations de gaz représente une économie d'environ 1,2 milliards d'euros.
- L'implantation de puits de forage pour le gaz de roche mère et son exploitation pourraient induire des frais majeurs pour les collectivités locales en termes de voiries, de traitement des déchets, de traitement des plaintes des riverains, de manque à gagner si les propriétés foncières perdent en valeur, si le tourisme diminue, si des entreprises doivent déménager ou encore en termes de création de nouveaux services locaux. A l'inverse, elles pourraient compter sur une redevance de

⁷ Cette hypothèse est évidemment discutable : comment évaluer à ce jour la surface qui pourrait être consacrée à l'exploitation des gaz de schiste ? Il y a là un champ d'investigation évident à lancer.

la part des sociétés exploitantes du gaz et d'éventuels nouveaux citoyens ayant trouvé du travail grâce aux sociétés gazières. Le signe du solde net pour les collectivités locales demeure incertain.

- Tout développement, ou possibilité de développement, de ressources nationales est susceptible de constituer un élément favorable dans les rapports de forces vis-à-vis des pays fournisseurs.

Une production en France de 4 Gm³ serait physiquement absorbée dans la consommation française elle-même aujourd'hui un peu supérieure à 40 Gm³, soit environ 10% du marché français. Mais le marché du gaz est aujourd'hui à l'échelle européenne car les réseaux de transport sont très interconnectés et l'intégration du marché européen est déjà très largement réalisée et le sera encore davantage à l'horizon d'une production de gaz de roche mère. Le gaz se vend aujourd'hui sur le marché européen à un prix européen, avec des différences faibles entre les grands pays consommateurs, notamment dus à leur situation sur les routes gazières. La consommation de gaz en Europe est de l'ordre de 500 Gm³/an (soit presque autant que le marché domestique des Etats-Unis). Ainsi la production française de gaz de roche mère serait de l'ordre de 1% de la consommation européenne. En formulant une hypothèse de 10 à 20 Gm³ pour l'Europe entière, la part de marché du gaz de roche mère serait de 4% au maximum. Même en intégrant une baisse des consommations de gaz, ces volumes resteraient trop modestes pour influencer à la baisse le prix de marché européen, même dans l'hypothèse favorable où le coût d'approvisionnement local en gaz de roche mère serait inférieur au coût complet (prix du gaz et coût du transport sur longue distance) du gaz importé.

En résumé, la réduction de la dépendance aux importations et la captation de la rente, directement par la fiscalité et indirectement par l'activité d'une filière industrielle, apparaît un bénéfice économique national moins discutable, sous réserve d'un bilan économique qui peut s'avérer négatif au plan local, qu'un illusoire effet baissier sur le prix du gaz.

La rente serait d'autant plus importante dans le contexte d'une hausse continue du prix du pétrole qui demeure la principale variable de formation du prix du gaz importé en Europe. A titre de possible comparaison on peut considérer le cas des Pays-Bas qui produisent aujourd'hui de l'ordre de 70 Gm³ de « gaz conventionnel », soit au moins 15 fois plus que l'évaluation ci-dessus pour la France. Le gaz néerlandais est commercialisé auprès des consommateurs en Hollande et en Europe sur la base de prix de marché, sans discount. En revanche les bénéfices de la rente de production sont retournés à l'économie des Pays-Bas, ainsi que le rapportait en 2005 le Ministère de l'économie néerlandais :

« 2.3 L'économie néerlandaise : les Pays-Bas ont développé au cours du temps une industrie du pétrole et du gaz significative et de haute qualité. La valeur ajoutée de ce secteur pour l'économie néerlandaise est fonction des volumes de pétrole et de gaz produits, des prix de vente du pétrole et du gaz sur les marchés domestiques et internationaux et du partage des profits entre les opérateurs et l'Etat. La valeur ajoutée totale de ce secteur en 2000 était supérieure à 8 milliards d'euros. Ceci représente 2,1% du PNB. L'industrie de production du gaz et toutes les industries associées fournissent environ 11 000 emplois, principalement dans la partie nord des Pays-Bas. La production de gaz a également fortement stimulé les structures liées aux savoirs (Energy Valley). Les revenus du gaz ont fortement contribué à la prospérité des Pays-Bas au cours des 40 dernières années. Au total, les revenus du gaz s'élèvent en termes nominaux à 150 milliards d'euros. A présent, la production de gaz des Pays-Bas génère 5 milliards d'euros par an de revenus pour l'Etat. 30% de ces revenus sont versés au Fond d'Amélioration de la Structure Economique. Ce fond finance des investissements dans des infrastructures et dans les structures liées aux savoirs. Le reste des revenus est versé au Trésor. »⁸

⁸ Version originale: "2.3 The Dutch economy : Over the years the Netherlands has developed a significant and high-quality oil and gas industry. The added value of this sector for the Dutch economy depends on the volumes of oil and gas that are produced, the oil and gas prices for sale both at home and abroad, and the division of profits between the mining companies and the State. The total added value of this sector in 2000 was over eight billion euros. This equals 2.1 percent of GNP. Gas production and all related industries provide jobs for approximately eleven thousand people, largely in the northern part of the Netherlands. Gas production has also greatly stimulated the knowledge infrastructure in the northern provinces (Energy Valley). Gas revenues have greatly contributed to the prosperity of the Netherlands over the past 40 years. In total, total gas revenues nominally amount to 150 billion euros. At present, Dutch gas production is generating five billion euros annually in state revenues. Thirty percent of these revenues is paid into the Fund

B. ELEMENTS D'EVALUATION DE L'EXTRACTION DU PETROLE DE ROCHE MERE

En France, les argiles du Lias supérieur sont des niveaux d'argiles reconnus depuis longtemps comme d'excellentes roches mères. On retrouve ces niveaux dans le bassin de Paris. Dans le centre du bassin, ces roches-mères liasiques peuvent constituer un objectif d'exploration pour les hydrocarbures (pétrole) de roche-mère. Sur les bordures du bassin Parisien, elle est immature, mais contient beaucoup de matière organique et constitue un bon schiste bitumineux exploité artisanalement en Franche-Comté (Creveney) jusqu'à la fin des années 1920.

Comme cela a déjà été précisé pour le gaz, les volumes d'hydrocarbures sont en premier lieu fonction du contenu en carbone des roches mères qui doit être supérieur à 2% en masse de la roche mère pour présenter un potentiel suffisant, soit 20 kg par tonne de roche. Le volume d'hydrocarbure en place est estimé à partir du volume et de la masse de roche mère, du contenu en carbone et du potentiel de génération d'hydrocarbures. Une estimation (Monticone, 2011) des hydrocarbures liquides en place (c'est-à-dire physiquement présents dans le sous-sol) est de l'ordre de 16 milliards de barils pour la zone de 9520 km² environ la plus favorable du bassin de Paris (soit environ 2,3 milliards de tonnes équivalent pétrole), soit environ 1,7 million de barils par km². Alors que les taux de récupération estimés des gaz de roche-mère varient de 20 à 40 %, ceux des huiles sont estimés de 1 à 3% (en pourcentage du volume de roche drainée).

Le rapport du CGIET et du CGEDD intitulé "Les hydrocarbures de roche-mère en France" rédigé à la demande du Ministre de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement et du Ministre de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique et datant de février 2012 donne des estimations du potentiel en France à partir d'auditions de professionnels : « Selon un des opérateurs pétroliers rencontrés par la mission, les ressources en place d'huile de roche-mère seraient de 1,4 Mm³ par km². Avec un taux de récupération de 1 à 2 %, le volume unitaire d'huile récupérable serait de l'ordre de 0,02 million de m³ par km². Une extrapolation grossière sur la superficie des titres miniers délivrés sur l'ensemble du bassin parisien conduit à estimer à environ 1 milliard de m³ le volume d'huile de roche-mère récupérable (soit 800 millions de tonnes ou 6,3 milliards de barils). Cette évaluation doit être examinée avec une extrême prudence, eu égard à l'imprécision des hypothèses adoptées. Un autre professionnel rencontré par la mission estime que le gisement du bassin parisien devrait permettre d'extraire entre 4 et 6 millions de m³ d'huile pendant 25 ans, ce qui correspondrait à l'existence d'un gisement effectivement exploitable de 100 à 150 millions de m³. A titre de comparaison, il est rappelé que la production nationale de brut est actuellement de l'ordre de 900 000 tonnes par an. »

Aucune des deux estimations citées dans le rapport du CGIET et du CGEDD n'est accompagnée d'une précision sur le périmètre géographique. On peut néanmoins avancer que la première estimation d'un volume récupérable de 1,4 Mm³/km² est incompatible avec l'estimation de ressources en place de 1,7 millions de barils/km² et ne peut être considérée comme recevable. Il semble que cette estimation de 1,4 Mm³/km² (soit 8,5 millions de barils/km²) corresponde à l'estimation d'hydrocarbures générés par la roche mère (81 milliards de barils sur la zone de 9520 km² selon Monticone, 2011). Or, une fraction importante des hydrocarbures générés ont migré et les volumes d'hydrocarbures en place sont estimés à 16 milliards de barils.

La seconde estimation citée dans le rapport du CGIET et du CGEDD d'un volume récupérable de 100 à 150 millions de m³ (630 à 940 millions de barils) apparaît en première approche un ordre de grandeur compatible avec l'estimation de volumes en place de 16 milliards de barils. Mais des volumes extractibles moyens estimés de l'ordre de 100 000 barils par km² (volume par puits fonction de la longueur de forage horizontal et du rayon de fracturation) posent la question de la rentabilité économique. A titre de comparaison, les volumes moyens récupérés par puits aux Etats-Unis sont de l'ordre de 250 000 barils et se traduisent par un point mort proche de 50 dollars par baril (données propriétaires Rystad Energy). Il apparaît vraisemblable que le point mort de l'exploitation de l'huile de roche mère du bassin de Paris

for Enhancement of the Economic Structure (Dutch acronym: FES for Fonds voor Economische Structuurversterking). This fund finances investments in 'hard' and knowledge infrastructure. The remainder goes to the Treasury.»

serait supérieur, en raison de paramètres géologiques, sans que nous soyons en mesure de fournir une estimation plus précise.

L'extraction de l'huile de roche mère connaît les mêmes caractéristiques générales que celle de gaz :

- grande variabilité de volumes d'hydrocarbures récupérés par puits du fait de la grande hétérogénéité des caractéristiques de la roche mère (porosité, perméabilité, réseau de fissures existantes)
- profil de production par puits très rapidement déclinant
- risques environnementaux de même nature (empreinte au sol, besoin en eau de fracturation, capacités de traitement des eaux contaminées, nuisances de proximité, sismicité). La problématique des émissions de GES est moins documentée que celle de l'extraction du gaz et présente un risque moindre d'émissions fugitives de méthane. En fonction de paramètres locaux, une production importante de gaz associé à celle d'huile peut toutefois se traduire par un problème d'évacuation du gaz comme cela est constaté sur le gisement de Bakken dans le Dakota du nord aux Etats-Unis.⁹

En l'absence d'éléments suffisants pour scénariser le développement de l'exploitation de l'huile de roche mère du bassin de Paris, les conséquences économiques peuvent être en première approche envisagées sous les angles de la réduction des importations de pétrole et de la captation de la rente pétrolière. Une production annuelle de 5 millions de m³ (31,5 millions de barils soit environ 4,5 millions de tonnes) représente environ 7% des importations nettes de pétrole brut de 2011 (64,4 millions de tonnes) et une économie de 2,6 milliards d'euros par rapport à une facture pétrolière totale de 50,2 milliards d'euros (pétrole brut pour 37 milliards d'euros et produits raffinés pour 13 milliards d'euros) aux prix et taux de change Euro / dollar US de 2011.

A titre de comparaison, une valeur de 2,6 milliards d'euros est du même ordre de grandeur, en 2012, que l'excédent commercial des industries pharmaceutiques (3 milliards d'euros), le déficit commercial de l'industrie automobile (3,4 milliards d'euros), le déficit commercial en équipements électriques et ménagers (2,6 milliards d'euros) et supérieure à l'excédent commercial agricole et agro-alimentaire hors boissons (0,8 milliards d'euros).

⁹ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4030>

Références

Pierre-René Bauquis (2013), "Les hydrocarbures de roche mères: aspects économiques", communication au LIED – Université Paris VII Diderot, 2 avril.

Résultats du Commerce Extérieur en 2012, Nicole Bricq, Ministre du Commerce Extérieur, Bercy, jeudi 7 février 2013.

« Les gaz de schistes », Jacques Varet, Pierre Radanne, l'Encyclopédie du Développement Durable, n°182/183 – février 2013.

"Hydrocarbures de roche-mère, État des lieux », R. Vially – G. Maisonnier – T. Rouaud, Rapport IFPEN 62 729 - 22 janvier 2013.

« Les gaz de schiste, Point de vue d'un géologue pétrolier », Jean Laherrère, Président ASPO France, Club de Nice, 5 décembre 2012.

"Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions", Francis O'Sullivan (MIT Energy Initiative) and Sergey Paltsev (MIT Energy Initiative, MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change), 26 novembre 2012.

« Gaz de schiste aux Etats-Unis : recherches en vue de minimiser l'impact environnemental », E. Joseph, M. Magaud et V. Delporte, publié par l'Ambassade de France aux Etats-Unis en octobre 2012.

« Climate impact of potential shale gas production in the EU », AEA et al., juillet 2012, pour le compte de la Commission Européenne DG Clima, référence CLIMA.C.1./ETU/2011/0039r

« Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère », F. Kalaydjian et B. Goffé, publié en juillet 2012 par l'Ancre (l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie)

« Bilan énergétique de la France pour 2011 », COMMISSARIAT GÉNÉRAL AU DÉVELOPPEMENT DURABLE, Juillet 2012.

"Annual Energy Outlook 2012", DOE/EIA, June 2012.

"ASSESSMENT OF SHALE GAS AND SHALE OIL RESOURCES OF THE LOWER PALEOZOIC BALTIC-PODLASIE-LUBLIN BASIN IN POLAND, FIRST REPORT", Warsaw, March 2012

« Les bénéfices et les coûts économiques de l'exploitation des gaz de shale au Québec », Patrick González, Cahier de recherche/Working Paper 2012-1, Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie, Février 2012.

« Press Release: Response to Howarth et al's Reply (February 29, 2012) », Cathles, Brown, Hunter (Cornell University), Taam (Electric Software), février 2012, communiqué de presse

« Methane Emissions from Natural Gas Systems », Howarth, Santoro, Ingraffea (Cornell University), Shindell (Nasa), Phillips (Boston University), Townsend-Small (University of Cincinnati), février 2012, National Climate Assessment reference number 2011-0003

« Hydrocarbon Emissions Characterization in the Colorado Front Range – A Pilot Study », Pétron and al., février 2012, Journal of Geophysical Research, VOL. 117, D04304, doi:10.1029/2011JD016360

« Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et al. », Howarth, Santoro, Ingraffea (Cornell University), janvier 2012, Climatic Change DOI 10.1007/s10584-012-0401-0

"Shale Oil Potential of the Paris Basin, France", Benjamin Monticone, Matthieu Duval, Ricarda Knispel, Patrick Wojciak (Toreador Energy France), Matthieu H. Dubille (Beicip-Franlab), Search and Discovery Article #10384 (2012) Adapted from oral presentation at AAPG International Conference and Exhibition, Milan, Italy, October 23-26, 2011, Posted January 9, 2012.

"Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union", Ivan Pearson, Peter Zeniewski, Francesco Gracceva & Pavel Zastera (JRC) Christophe McGlade, Steve Sorrell & Jamie Speirs (UK Energy Research Centre) Gerhard Thonhauser (Mining University of Leoben) Other contributors: Corina Alecu, Arne Eriksson, Peter Toft (JRC) & Michael Schuetz (DG ENER), European Commission, 2012.

ÉTUDE DE FAISABILITÉ d'un rapport relatif aux « Techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste », Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques.

"Water and Shale Gas Development, Leveraging the US experience in new shale developments", Accenture, 2012.

« FAUT-IL AUTORISER L'EXPLORATION DU GAZ DE SCHISTE ? », Bertrand Barré, Alain Grandjean, Cahiers Français n° 373.

"FINAL REPORT ON UNCONVENTIONAL GAS IN EUROPE". In the framework of the multiple framework service contract for legal assistance TREN/R1/350-2008 lot 1, Prepared by the law firm Philippe & Partners, Brussels, 8 November 2011

« A commentary on "The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations » by R.W. Howarth, R. Santoro, and Anthony Ingraffea », Cathles, Brown, Hunter (Cornell University), Taam (Electric Software), octobre 2011, Climatic Change DOI 10.1007/s10584-011-0333-0

« World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States", US Energy Information Administration, APRIL 2011.

« Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations », Howarth, Santoro, Ingraffea (Cornell University), avril 2011, Climatic Change (2011) 106:679-690 DOI 10.1007/s10584-011-0061-5

« Les gaz non conventionnels : une révolution énergétique nord-américaine non sans conséquences pour l'Europe », note d'analyse n°215, Centre d'Analyse Stratégique, mars 2011.

« Maîtrise des impacts et des risques liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère : enjeux, verrous et pistes de recherche », L. de Lary, H. Fabriol, I. Moretti, F. Kalaydjian, C. Didier (2011). BRGM/RP-60312-FR
http://www.developpementdurable.gouv.fr/IMG/pdf/Note_GHRM_Maitrise_des_risques_et_impacts.pdf

HOWARTH R., SANTORO R. et INGRAFFEA A., Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations, Climatic Change, 2011, 106, n°4, pp.679-690

"Unconventional Gas Resources in the Paleozoic of Central Europe", R. Littke, B. Krooss, A.K. Uffmann, H.-M. Schulz and B. Horsfield, Oil & Gas Science and Technology – Revue IFP Energies nouvelles, Vol. 66 (2011).

« Les perspectives du shale gas dans le monde », Bruno Weymuller, Note de l'Ifri, Décembre 2010.

« État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique », RAPPORT PRÉLIMINAIRE, INSTITUT NATIONAL DE SANTÉ PUBLIQUE DU QUÉBEC, novembre 2010.

« LE DÉVELOPPEMENT DU GAZ DE SCHISTE AU QUÉBEC », Document technique, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, Direction générale des hydrocarbures et des biocarburants, Produit le 15 septembre 2010.

"FRAC ATTACK: RISKS, HYPE, AND FINANCIAL REALITY OF HYDRAULIC FRACTURING IN THE SHALE PLAYS", A Special Report Jointly Presented By: Reservoir Research Partners & Tudor Pickering Holt & Co, July 8, 2010.

« Évaluation des retombées économiques du développement des shales de l'Utica », Rapport final, Association Pétrolière et Gazière du Québec, mai 2010.

"Breaking With Convention: Prospects for European Unconventional Gas", An IHS CERA Multiclient Study, Executive Summary, 2010.

"Montney Carlo and Other Shale Gas Simulations; Overcoming the 'Flaw' of Averages", BMO Capital Markets, January 12, 2009.

INSTITUTE FOR ENVIRONMENT AND SUSTAINABILITY. Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context WELL-TO-TANK Report Version 3.0 November 2008 Description and detailed energy and GHG balance of individual pathways. 2008.

"AN ASSESSMENT OF WORLD HYDROCARBON RESOURCES", H-H. Rogner, 1997.

Pierre-René Bauquis, cours à l'Ecole des Mines de Paris.

"Dossier special Année Internationale de la planète Terre, 10 enjeux des géosciences », BRGM.

GEP-AFTP, dossier « Hydrocarbures de roche-mère » : <http://www.gep-aftp.com/secteur/publications-fiche.php?id=869>

"A History and Overview of the Barnett Shale", Will Brackett Managing Editor, Powell Barnett Shale Newsletter.

"Developing the Marcellus Shale:What We've Experienced in the Barnett Shale", Will Brackett Managing Editor, Powell Barnett Shale Newsletter.

"Over one-third of natural gas produced in North Dakota is flared or otherwise not marketed", EIA, <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4030#>

Rystad Energy, base de données UCube, données propriétaires.