



# **Hydrocarbures non-conventionnels en France : perspectives ouvertes par les nouvelles technologies d'exploration et d'exploitation**

**20 mois à la recherche des gaz de schiste écologiques**



**MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE  
DU REDRESSEMENT PRODUCTIF  
ET DU NUMÉRIQUE**

## **INTRODUCTION PAR ARNAUD MONTEBOURG**

### **Ministre de l'Economie, du Redressement Productif, et du Numérique**

La désindustrialisation qui frappe la France depuis plus de dix ans est inouïe par son ampleur et inquiétante par ses conséquences. Elle ébranle désormais notre modèle social, fragilise notre pacte républicain, compromet notre capacité à demeurer une Nation de premier rang dans le concert mondial et à offrir à nos enfants une vie meilleure que la nôtre.

Une course de vitesse est engagée pour sauver notre industrie et reconquérir le terrain perdu dans la bataille mondiale. L'urgence économique place le gouvernement devant la nécessité de livrer le combat sur tous les terrains de la compétitivité, question désormais majeure, qui inclut notamment le coût des trois facteurs de production : le coût du travail, le coût du capital et le coût de l'énergie.

C'est dans ce contexte difficile qu'a surgi la question des hydrocarbures non-conventionnels devenus l'un des moyens des nations qui les exploitent d'agir sur chacun des déterminants de la performance économique de leurs entreprises.

Au plan mondial la "révolution" en marche des gaz de schiste redessine sous nos yeux la carte des nations industrielles et modifie les rapports de force entre les États. En à peine 5 ans, les États-Unis, pionniers dans l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels (avec ce que cela comporte d'excès et d'erreurs), ont regagné leur indépendance énergétique, conforté leur puissance industrielle grâce à une énergie bon marché et même diminué drastiquement leurs émissions de gaz à effet de serre en réduisant de façon spectaculaire leur consommation de charbon, remplacé avantageusement par le gaz notoirement plus propre. Pendant 10 ans, nous avons été attaqués dans notre industrie par le dumping chinois sur le coût du travail et nous avons perdu de gros morceaux de notre industrie. Dans les 10 ans à venir, nous aurons à faire face à l'avènement d'un nouveau pays low-cost sur le plan énergétique qui menace à nouveau notre industrie : les États-Unis d'Amérique. Quand les industries intensives en énergie, dans la chimie, la pétrochimie ou la sidérurgie souffrent en France jusqu'à disparaître, elles décident de délocaliser vers les États-Unis. En mars 2013, une centaine d'entreprises chimiques dont la moitié basée en dehors des États-Unis avaient annoncé des projets d'investissements aux États-Unis pour un montant global de près de 72 milliards de dollars, qui devraient se traduire par la création de 1.200.000 emplois jusqu'en 2020 et générer 20 milliards de dollars de taxes. Ce mouvement de relocalisation de l'industrie chimique est sans précédent aux États-Unis. Voilà le défi qui nous attend.

La question des hydrocarbures non-conventionnels est majeure pour la France dont le potentiel est, aux dires de l'Agence Internationale de l'Énergie comme de l'Institut Français du Pétrole Energies Nouvelles qui a consolidé les données françaises disponibles dans le cadre de cette étude, considérable, sur le plan économique, géopolitique et environnemental. Ignorer le potentiel du sous-sol français, c'est prendre le risque de priver la France d'un potentiel de croissance considérable, un risque coupable dans le contexte de crise que connaît notre pays. Tel fut le cas inverse déjà dans les années 1960, lorsque la France prit toute sa part dans l'exploitation du gaz de Lacq qui apporta tant à l'industrie de notre pays.

Pendant 20 mois, le ministère du Redressement productif a conduit une étude approfondie sur le potentiel économique des hydrocarbures non-conventionnels aussi bien que sur les risques environnementaux liés à leurs modes d'exploitation. Il a considéré avec la même importance les enjeux liés à la compétitivité de notre économie, à la création d'emplois et ceux liés à la transition énergétique, en posant notamment la question de la place des gaz de schiste dans le mix énergétique et de la redistribution de la rente énergétique.

Pour conduire ses travaux, en France comme à l'étranger, le Ministère du Redressement productif s'est notamment adjoint l'expertise du Conseil Général de l'Economie, de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies, de l'Institut Français du Pétrole Energies Nouvelles, de la Direction Générale du Trésor, de l'Office Français des Conjonctures Economiques et du cabinet Roland Berger. Il a fait également le choix de confronter ses travaux et ses analyses à ceux de la société américaine eCorp détentrice d'une nouvelle technologie, alternative à la fracturation hydraulique et respectueuse de l'environnement, la stimulation au gaz propane expérimentée avec succès notamment au Canada. Une mission expérimentale d'experts a ainsi été envoyée aux Etats-Unis tester en grandeur nature cette nouvelle technologie et en a fait un rapport que nous publions en annexe (cf. annexe 3).

Les conclusions du présent rapport permettent de poser la question des gaz de schiste en des termes nouveaux :

1/ les progrès technologiques spectaculaires permettent désormais de concilier l'exploitation des gaz de schiste avec le respect scrupuleux de l'environnement et de marier les hydrocarbures non-conventionnels avec l'écologie. L'exploration est désormais possible dans le respect absolu de l'environnement et de l'exigence du refus de toute forme de pollution en sous-sol et en surface, grâce à la stimulation au gaz propane. Le présent rapport, fort des expériences étrangères, réitère son opposition à la fracturation hydraulique qui demeure condamnable au plan environnemental car utilisant des grands volumes d'eaux et des additifs chimiques ;

2/ les différents scénarios macroéconomiques envisagés sur la base des études géologiques disponibles augurent tous d'un potentiel très important de croissance et de créations d'emplois, directs et indirects, liés à l'exploitation du gaz de schiste. Dans un scénario présenté comme « probable », l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels générerait une rente sur trente ans de 294 Mds€, tandis que le scénario pessimiste se situe aux alentours de 103Mds€. Le premier scénario entrainerait une croissance du PIB de 1,7 point en moyenne par an sur la période, ainsi qu'une réduction du déficit commercial de 0,8 point et de 17,5 point du PIB de la dette publique à terme. Le scénario pessimiste faisant apparaître une croissance du PIB de 0,9 point en moyenne par an, une réduction du déficit commercial de 0,4 point en moyenne annuelle et de 7,5 points de la dette publique à terme. Sur le terrain de l'emploi, l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels permettrait de créer entre 120 000 et 225 000 emplois pendant 30 ans, avec au pic de production 453.000 emplois créés, soit entre 1,5 et 2 points de chômage en moins.

3/ les hydrocarbures non-conventionnels sont une énergie de transition qui peuvent trouver leur place dans la trajectoire de transition énergétique sur laquelle s'engage la France et permettre à celle-ci d'en supporter le coût grâce à une redistribution de la rente liée à leur exploitation.

En levant les obstacles écologiques à l'exploration du gaz de schiste et en réconciliant intérêts environnementaux et intérêts économiques dans un modèle d'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels à la seule main de la puissance publique, ce rapport réunit les conditions requises par l'opinion publique elle-même pour lancer la recherche expérimentale que tous nos compétiteurs mondiaux ont d'ores et déjà engagées.

Arnaud Montebourg

## Avant-propos

### 20 mois à la recherche des gaz de schiste écologiques

Les gaz de schiste sont-ils un enjeu pour la France ? Sont-ils compatibles avec le choix de la France d'une transition énergétique ? Quels seraient leurs bénéfices économiques réels ? Le débat était tellement passionnel, les arguments des lobbys pétroliers s'opposant à ceux des écologistes avec une telle violence, que plus personne n'y voyait clair. La question de fond, elle, continuait à se poser, sans qu'on y réponde vraiment, alors que tous les pays du monde prenaient le sujet au sérieux.

Le Ministère du Redressement Productif a donc mené une mission sur le long terme, pour éclairer au mieux, ce qui s'avère être un enjeu de toute première importance, à l'échelle mondiale : un enjeu pour la transition énergétique d'abord, un enjeu géopolitique ensuite et bien sûr, un enjeu économique et énergétique.

Tout au long de l'année 2012, l'objectif a été de comprendre, d'entendre toutes les parties, de chercher à l'étranger ce qui se faisait de mieux et de pire, pour ne pas répéter les erreurs des autres. Très vite, la conviction que la fracturation hydraulique ne pouvait être utilisée s'est renforcée : l'utilisation massive de l'eau, associée à des produits chimiques, tel qu'utilisée par cette technologie dominante à l'échelle mondiale, est un problème majeur que les évolutions technologiques doivent surmonter. Sans de nouvelles technologies, l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste ne pourront pas être envisagées en France. Mais à la fin de l'été 2012, le Ministère du Redressement Productif repère une technologie, utilisée au Canada, mise en œuvre par une société américaine, eCorp.

A l'automne 2012, le Ministre du Redressement Productif demande donc au Conseil Général de l'Économie, de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies de se rendre aux États-Unis, pour expérimenter une nouvelle technologie : la stimulation au propane pur. Il s'agit d'injecter du gaz propane pour extraire du sous-sol du gaz méthane, sans utilisation d'eau ni d'additif chimique. Cette technologie semble prometteuse. A ce jour, elle a été mise en œuvre essentiellement au Canada. L'objectif de la mission est, d'une part, d'avérer la réalité de cette nouvelle technologie, portée pour l'instant par des intérêts privés américains. Ensuite, elle doit faire l'analyse minutieuse des avantages et inconvénients en matière environnementale, par rapport à la fracturation hydraulique.

Cette mission assiste à la première expérimentation au monde utilisant du propane pur, expérimentation couronnée de succès. La mission remet un rapport début 2013 dont les conclusions sont les suivantes : la technologie existe et la stimulation au propane pur peut constituer une alternative crédible à la fracturation hydraulique. Cette nouvelle technique permet effectivement d'éliminer tous les enjeux environnementaux liés à l'eau. Par contre, elle présente un enjeu de risque industriel qu'il faut maîtriser. Le propane est en effet un gaz inflammable.

Le Ministre du Redressement Productif demande donc à la société eCorp de mettre au point une évolution technologique pour supprimer le risque d'inflammabilité. C'est chose faite au cours du premier semestre 2013 : la stimulation au propane non-inflammable est la nouvelle technologie qui permettra une exploitation des gaz de schiste respectueuse de l'environnement. Le propane non-inflammable est un gaz connu, il est utilisé pour des produits aussi banals que des extincteurs ou des inhalateurs dans le domaine médical.

Tout au long de l'année 2013, le débat public s'installe sur la question des technologies disponibles pour l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste. L'*Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Technologiques* se saisit de cette question et rédige un rapport à l'automne 2013. Le Ministre installe lui un groupe de travail réunissant des experts techniques et qui fait appel à diverses analyses économiques (*Direction Générale du Trésor, Office Français des Conjonctures Économiques, Roland Berger*). Une inconnue subsiste en France : celle du potentiel de la ressource disponible sous nos pieds. L'*Agence Internationale de l'Énergie* publie chaque année des études revues à la hausse ou à la baisse sur le potentiel en hydrocarbures non-conventionnels. Ces données sont approximatives : elles se basent essentiellement sur des analyses géologiques et des comparaisons avec des bassins exploités existants. Des simplistes règles de trois donnent des chiffres dont tous les experts s'accordent à dire que tant qu'on n'est pas allé voir, on ne peut pas savoir. Fort de ce constat, le Ministère du redressement productif a souhaité faire un point précis sur les données existantes. La France n'est en effet pas vierge d'exploration ni d'exploitation d'hydrocarbures : plus de 2000 forages ont eu lieu dans le Bassin parisien et quelques dizaines dans le Bassin du Sud-est, les deux bassins dont la géologie est très favorable pour l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures non-conventionnels. Rassemblant patiemment les données éparpillées, les faisant analyser et contre expertiser par des experts publics, le travail a conduit à construire deux scénarii de ressources : un premier qualifié de probable et un second qualifié de pessimiste. C'est sur la base de ces scénarios que le Ministère a demandé à des économistes de se pencher sur le sujet : de combien d'emplois parle-t-on ? De quelle croissance parlons-nous ? Quels bénéfices la France peut-elle en attendre ?

Le présent rapport est le résultat de ce travail mené depuis 20 mois. 20 mois pour découvrir les clés de ce qui pourrait être à l'échelle de la France une nouvelle révolution écologique et économique. 20 mois pour débusquer une technologie alternative, celle qui permettra d'explorer et d'exploiter les hydrocarbures non-conventionnels sans mettre en danger l'environnement et sans contribuer au réchauffement climatique. 20 mois pour rassembler des données et affermir des modèles économiques. 20 mois pour formuler une proposition politique aux Français : les gaz de schiste, énergie de transition, qui nous permettront de financer notre transition et contribuer à un monde où nos choix et nos modes de consommation quotidiens ne grèveront plus l'avenir de la planète et des prochaines générations.

Ce rapport est le fruit d'un travail qui a mobilisé pendant près de 20 mois, sous le pilotage du Ministère du Redressement Productif, des contributions du CGEIET<sup>1</sup>, de la DGCIS<sup>2</sup>, de la société eCORP. L'expertise d'IFPEN<sup>3</sup> a été sollicitée. Des économistes de l'OFCE<sup>4</sup> sont intervenus pour simuler les scénarios du présent rapport.

Les scénarios qui sont présentés dans ce rapport ont été élaborés à partir de données rassemblées et expertisées par l'Etat et d'hypothèses techniques sous-jacentes longuement débattues et validées par l'IFPEN.

- 
- 1 Le Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies
  - 2 La Direction générale de la compétitivité, de l'industrie et des services
  - 3 IFP Energies nouvelles
  - 4 Observatoire français des conjonctures économiques

**CGEIET - Conseil Général de l'Economie, de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies**

Le Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies est placé sous l'autorité directe du ministre chargé de l'économie, qui le préside, et des ministres chargés de l'industrie et des communications électroniques. Le Conseil est compétent dans les domaines suivants : développement économique et industrie ; technologies de l'information, communications électroniques, informatique, techniques audiovisuelles, espace et secteur postal ; services financiers, banque et assurance ; énergie, ressources minières et minérales et utilisation du sous-sol.

Le Conseil est également compétent pour toutes les activités se rattachant à ces domaines, notamment en matière de services associés, de technologie, de recherche, de formation, de métrologie, de sécurité industrielle et de risques technologiques. Il est, en tant que de besoin, à la disposition des ministres chargés des secteurs qui relèvent de sa compétence.

Le Conseil a commis plusieurs rapports relatifs aux hydrocarbures non-conventionnels.

**DGCIS - Direction Générale de la Compétitivité de l'Industrie et des Services**

Placée sous l'autorité du ministre du Redressement productif et du ministre de l'Artisanat, du commerce et du tourisme, la DGCIS a pour mission de développer la compétitivité et la croissance des entreprises de l'industrie et des services. Ceci passe par le développement des nouveaux secteurs, notamment dans les services aux entreprises et à la personne, par le soutien et la diffusion de l'innovation et l'anticipation et l'accompagnement des mutations économiques, dans un objectif de croissance durable et d'emploi.

Elle analyse les meilleures pratiques internationales, écoute les acteurs économiques pour être une force de propositions des ministres dans tous les domaines de la compétitivité des entreprises.

#### **eCorp International, LLC**

Fondée en 1978 par John F. Thrash, la société **eCORP** et les sociétés qui l'ont précédée, ont une longue expérience des activités pétrolières et gazières, notamment dans les domaines du stockage de gaz naturel, du transport de gaz naturel, de l'extraction assistée du pétrole dans les gisements classiques de propane et de butane, de l'exploration et de la production dans des gisements conventionnels et non-conventionnels, de la production d'énergie électrique, et de la commercialisation d'électricité et de gaz.

eCORP a été un précurseur dans le bassin du Marcellus en Pennsylvanie, en étant l'un des premiers à identifier le potentiel de ce gisement. eCORP a acquis des positions totalisant plusieurs millions de mètres carrés au niveau mondial, en hydrocarbures conventionnels et non-conventionnels.

L'engagement d'eCORP en faveur d'un meilleur respect de l'environnement a conduit à la création de sociétés de services, filiales et affiliées, comme ecorpStim et eCOREx : ecorpStim est spécialisée dans la stimulation de réservoirs d'hydrocarbures avec du propane liquide pur à usage domestique et/ou avec du propane liquide non-inflammable, en association avec des agents de soutènement à faible densité. eCOREx est spécialisée dans le forage « slim hole », spécialement adapté à l'évaluation des réservoirs d'hydrocarbures dans des laps de temps très courts. Le dispositif eCOREx permet de prélever des carottes en continu, depuis la surface jusqu'au fond du puits, et de les analyser en temps réel.

#### **IFPEN - Institut Français du Pétrole – Energies Nouvelles**

L'Institut Français du Pétrole – Énergies Nouvelles est un établissement public de recherche et de formation. Son champ d'action est international et couvre les domaines de l'énergie, du transport et de l'environnement. De la recherche à l'industrie, l'innovation technologique est au cœur de son action.

Dans le cadre de la mission d'intérêt général confiée par les pouvoirs publics, IFPEN concentre ses efforts sur : l'apport de solutions aux défis sociétaux de l'énergie et du climat en favorisant l'émergence d'un mix énergétique durable ; la création de richesse et d'emplois en soutenant l'activité économique française et européenne, et la compétitivité des filières industrielles associées.

#### **OFCE – Observatoire Français des Conjonctures Economiques**

L'Observatoire Français des Conjonctures Économiques (OFCE) est un organisme indépendant de prévision, de recherche et d'évaluation des politiques publiques, accueilli en son sein par la Fondation nationale des sciences politiques (FNSP), en application de la convention passée en 1981 entre l'État et la FNSP.

Il regroupe plus de 40 chercheurs français et étrangers. L'OFCE couvre la majeure partie des champs de l'analyse économique : la macroéconomie, la croissance, les systèmes de protection sociale, la fiscalité, les politiques de l'emploi ou encore le développement soutenable, la concurrence, l'innovation et la régulation.

L'OFCE a développé le modèle SHERPA (Shale Extraction and Recovery: Projection and Analysis) qui permet de simuler des scénarios de production d'hydrocarbures non conventionnels et d'en évaluer l'impact sur les principaux agrégats macroéconomiques.

CONFIDENTIEL - EXEMPLAIRE

## SOMMAIRE

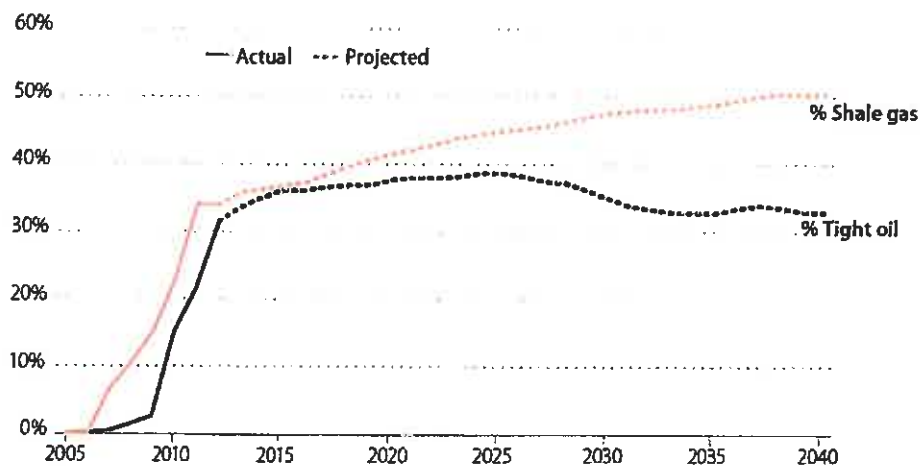
|                                                                                                                                                                                                                                                            |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. LES GAZ DE SCHISTE : UNE REVOLUTION ECONOMIQUE, ENERGETIQUE, INDUSTRIELLE ET GEOPOLITIQUE MAJEURE. A L'INSTAR DES ETATS-UNIS, UN GRAND NOMBRE DE PAYS S'ENGAGE DANS L'EXPLORATION DE LEURS RESSOURCES. LA FRANCE FAIT FIGURE D'EXCEPTION.....</b>    | <b>13</b> |
| 1.1 L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON-CONVENTIONNELS A FORTEMENT CONTRIBUE AU REDRESSEMENT DE L'ECONOMIE AMERICAINE .....                                                                                                                               | 13        |
| 1.2 EN AMERIQUE DU NORD, LE CANADA SE PLACE DANS LE SILLAGE DES ETATS-UNIS .....                                                                                                                                                                           | 18        |
| 1.3 PLUSIEURS PAYS DONT LES PAYS EMERGENTS SE POSITIONNENT POUR TIRER PROFIT DE CETTE OPPORTUNITE .....                                                                                                                                                    | 18        |
| 1.4 EN EUROPE, LA POLOGNE ET LA GRANDE-BRETAGNE SE LANCENT DANS L'EXPLORATION ET DEVELOPPENT DES POLITIQUES INCITATIVES – L'UNION EUROPEENNE ACCOMPAGNE CETTE DEMARCHE.....                                                                                | 19        |
| 1.5 LA FRANCE EST LE SEUL PAYS AU MONDE, AVEC LA BULGARIE, A INTERDIRE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE.....                                                                                                                                                    | 23        |
| <b>2. LA FRACTURATION HYDRAULIQUE SUSCITE DES CRITIQUES, DONT CERTAINES SONT DEPASSEES ET D'AUTRES TRES LEGITIMES. CETTE TECHNOLOGIE RESTE INSATISFAISANTE AU PLAN ENVIRONNEMENTAL. ....</b>                                                               | <b>26</b> |
| 2.1 UN CERTAIN NOMBRE DE CRITIQUES SONT FORMULEES A L'ENCONTRE DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE, TECHNOLOGIE DOMINANTE A L'ECHELLE MONDIALE POUR EXPLOITER LES GAZ ET HUILES DE SCHISTE .....                                                                | 26        |
| 2.1.1 RISQUES LIES A L'EMPLOI D'ADDITIFS CHIMIQUES .....                                                                                                                                                                                                   | 27        |
| 2.1.2 LES VOLUMES D'EAU UTILISES.....                                                                                                                                                                                                                      | 27        |
| 2.1.3 LES RISQUES DE FUITES D'HYDROCARBURES DANS LES NAPPES PHREATIQUES .....                                                                                                                                                                              | 28        |
| 2.1.4 L'IMPACT SUR LES PAYSAGES.....                                                                                                                                                                                                                       | 28        |
| 2.1.5 LA SISMICITE.....                                                                                                                                                                                                                                    | 30        |
| 2.1.6 LES CONTRAINTES DE VOISINAGE LORS DES TRAVAUX.....                                                                                                                                                                                                   | 30        |
| 2.1.7 LES EMISSIONS DE METHANE DANS L'ATMOSPHERE ET L'EFFET DE SERRE.....                                                                                                                                                                                  | 31        |
| 2.2 LES ETUDES REALISEES AUX ETATS-UNIS PERMETTENT TOUTEFOIS DE RELATIVISER LES INCIDENTS LIES A LA FRACTURATION HYDRAULIQUE .....                                                                                                                         | 33        |
| 2.3 NEANMOINS, LA FRACTURATION HYDRAULIQUE RESTE INSATISFAISANTE, NOTAMMENT EN RAISON DE L'UTILISATION DE GRANDS VOLUMES D'EAU ET D'ADDITIFS CHIMIQUES.....                                                                                                | 36        |
| <b>3. DES EVOLUTIONS TECHNOLOGIQUES PERMETTENT DE FAIRE DISPARAITRE LES RISQUES MAJEURS D'ATTEINTE A L'ENVIRONNEMENT DUS A L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON-CONVENTIONNELS, NOTAMMENT EN EVITANT L'UTILISATION D'EAU ET D'ADDITIFS CHIMIQUES .....</b> | <b>37</b> |
| 3.1 UNE UTILISATION SYSTEMATIQUE DU FORAGE HORIZONTAL PERMET DE LIMITER L'EMPREINTE AU SOL .....                                                                                                                                                           | 37        |
| 3.2 LES NOUVELLES TECHNOLOGIES DE STIMULATION AU PROPANE PUR OU AU PROPANE NON INFLAMMABLE N'UTILISENT NI EAU NI ADDITIFS CHIMIQUES.....                                                                                                                   | 38        |
| 3.3 LE MICROFORAGE, COUPLE A LA STIMULATION AU PROPANE, LIMITE LA SURFACE AU SOL .....                                                                                                                                                                     | 42        |
| <b>4. LES ENJEUX POUR LA FRANCE : DONNEES PHYSIQUES, PERSPECTIVES ECONOMIQUES .....</b>                                                                                                                                                                    | <b>44</b> |
| 4.1 LES DONNEES DU PROBLEME .....                                                                                                                                                                                                                          | 44        |
| 4.2 DES DONNEES PHYSIQUES QUI DOIVENT ETRE CONFIRMEEES.....                                                                                                                                                                                                | 45        |
| 4.2.1 Les certitudes : une couche géologique de grande épaisseur et de forte extension dans le Bassin parisien, dotée d'un «contenu organique» prometteur .....                                                                                            | 45        |
| 4.2.2 Les incertitudes à lever: exploitabilité physique du gisement, modalités pratiques d'exploitation .....                                                                                                                                              | 46        |
| 4.3 L'IMPACT ECONOMIQUE ATTENDU DE L'EXPLOITATION DES GAZ ET HUILES DE SCHISTE .....                                                                                                                                                                       | 47        |

|           |                                                                                                                                                                                                           |           |
|-----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 4.3.1     | Les données du problème .....                                                                                                                                                                             | 47        |
| 4.3.2     | Les résultats .....                                                                                                                                                                                       | 50        |
| <b>5.</b> | <b>EN SE SUBSTITUANT A DU GAZ IMPORTE, LE GAZ DE SCHISTE PRODUIT EN FRANCE PEUT CONTRIBUER DE FAÇON IMPORTANTE A LA TRANSITION ENERGETIQUE.....</b>                                                       | <b>59</b> |
| 5.1       | AUX ETATS-UNIS, LA REVOLUTION DU GAZ DE SCHISTE A CONTRIBUE A UNE REDUCTION SIGNIFICATIVE ET SPECTACULAIRE DES EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE.....                                                     | 59        |
| 5.2       | EN FRANCE, LA PROBLEMATIQUE EST DAVANTAGE CELLE DE LA SUBSTITUTION AUX IMPORTATIONS DE GAZ ET DE PETROLE .....                                                                                            | 61        |
| 5.3       | L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS EN FRANCE PARTICIPERA AU FINANCEMENT DE LA TRANSITION ENERGETIQUE, AUQUEL POURRAIT ETRE AFFECTEE UNE PARTIE DE LA RENTE GENEREE.....                  | 61        |
| 5.4       | EN FRANCE, L'EXPLOITATION DES GAZ DE SCHISTE NE DEVRA PAS SE TRADUIRE PAR UN EFFONDREMENT DES PRIX COMME AUX ETATS-UNIS. CET EFFONDREMENT SERAIT CONTRAIRE A L'OBJECTIF DE LA TRANSITION ENERGETIQUE..... | 62        |
| <b>6.</b> | <b>LA FRANCE DOIT ENGAGER UN PROGRAMME DE RECHERCHE ET D'EXPERIMENTATION SOUS L'EGIDE D'UN OPERATEUR PUBLIC, SUR LA BASE DES NOUVELLES TECHNOLOGIES D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION .....</b>             | <b>63</b> |
|           | <b>ANNEXES.....</b>                                                                                                                                                                                       | <b>67</b> |

**1. Les gaz de schiste : une révolution économique, énergétique, industrielle et géopolitique majeure. A l'instar des Etats-Unis, un grand nombre de pays s'engage dans l'exploration de leurs ressources. La France fait figure d'exception.**

**1.1 L'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels a fortement contribué au redressement de l'économie américaine**

Les hydrocarbures non-conventionnels, gaz de schiste (« shale gas ») et pétrole de schiste (« shale oil ») sont passés en cinq ans de zéro à trente pour cent de la production américaine d'hydrocarbures.



*Poids relatif du pétrole de schiste et du gaz de schiste dans la production américaine. (Source: U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2013, <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/index.cfm>)*

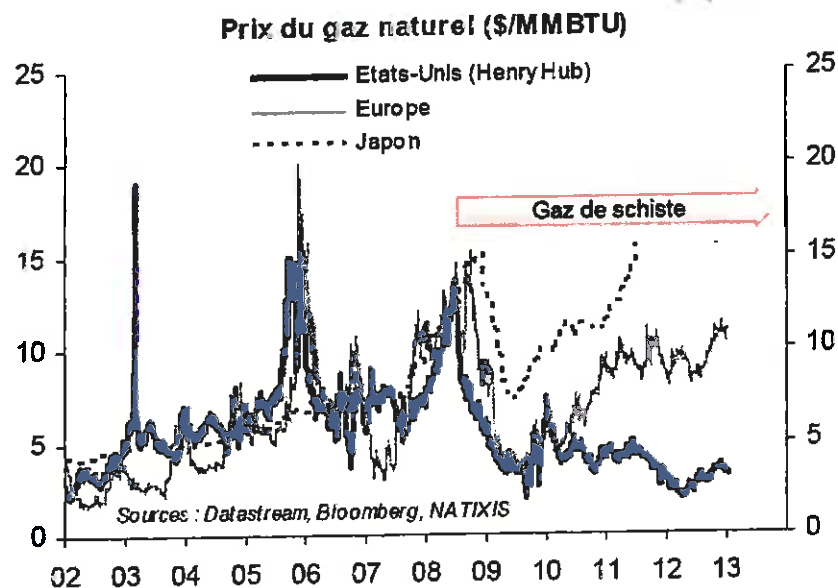
Le droit minier américain, dans lequel le propriétaire du sol est également propriétaire du sous-sol a conduit à une multiplication des forages<sup>5</sup>. En 2012, 48.200 puits ont ainsi été forés aux États-Unis. Dans le seul gisement du « Marcellus shale », dont la partie la plus active se trouve au Nord-est de la Pennsylvanie et au sud de l'Etat de New York, plus de 1000 puits sont forés chaque année<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> Depuis 1947, un million de puits ont été forés et deux millions de fracturations hydrauliques ont été réalisées

<sup>6</sup> Cette situation ne saurait être transposable à d'autres pays dont la densité de population est supérieure.

L'exploitation de ces nouvelles ressources pétrolières et gazières a conduit à une nouvelle croissance de la production d'hydrocarbures, qui paraissait vouée au déclin : la production de pétrole avait ainsi décliné de 11 millions de barils par jours en 1985 à 7 millions de barils par jour en 2005. Les États-Unis, qui devenaient un importateur croissant de gaz naturel, prévoient désormais d'en exporter à l'horizon 2020.

Le développement de cette ressource a conduit à une chute du prix du gaz aux États-Unis : il est aujourd'hui de 4\$/MMbtu<sup>7</sup>, après être passé par un point bas à 2\$, alors qu'il culminait à 12\$/MMbtu avant la montée en puissance de la production de gaz de schiste.



*Evolution du prix du gaz naturel en Europe, au Japon et aux USA avant et après la « révolution des gaz de schiste » (source : Natixis)*

Ceci a donné un avantage compétitif majeur à de nombreuses industries américaines, par rapport à leurs concurrentes européennes, qui continuent à payer un prix proche de 12\$/MMbtu.

<sup>7</sup> Le British Thermal Unit (btu, MMBtu signifiant 1 million de btu) est l'unité de mesure internationale pour le gaz naturel. 1 MMBtu équivaut à 28.263682 m<sup>3</sup> de gaz naturel à température et pression données.

La renaissance de l'industrie sidérurgique américaine, de l'industrie chimique (raffinage et pétrochimie), et plus globalement, des industries énergie-intensives ou consommatrices d'hydrocarbures est une conséquence directe de cette « révolution du gaz de schiste ».

La sidérurgie américaine a doublement profité de cette situation : d'une part, l'exploitation des gaz et huiles de schiste a entraîné une augmentation de la demande pour des produits et équipements utilisés dans les activités de forage (tubes en acier, cuvelage des puits) ou de transport des hydrocarbures (pipelines) ; d'autre part, elle a permis de réduire les coûts de production grâce à l'utilisation d'une énergie peu chère, le gaz naturel ayant remplacé le charbon. C'est ainsi que le plus grand producteur d'acier américain, US Steel a vu sa production de produits tubulaires utilisés pour le forage et le transport augmenter de 17% en 2011<sup>8</sup>. On considère que la révolution des hydrocarbures de schiste va contribuer pour 1/3 à la croissance du marché américain de l'acier, qui devrait progresser de 20% d'ici à 2020<sup>9</sup>.

L'industrie chimique américaine a accru sa compétitivité de façon spectaculaire, en bénéficiant d'une matière première à bon marché. En mars 2013, près de 100 entreprises chimiques (dont la moitié basée en dehors des États-Unis) avaient annoncé des projets d'investissements aux États-Unis pour un montant global de près de 72 milliards de dollars, qui devraient se traduire par la création de 1,2 millions d'emplois entre 2010 et 2020 et générer 20 milliards de taxes (au niveau fédéral et local)<sup>10</sup>. Ce mouvement de relocalisation de l'industrie chimique est sans précédent<sup>11</sup>.

La production de gaz de schiste a ainsi apporté une contribution notable au redressement de la production industrielle américaine depuis la crise de 2008. Selon les statistiques d'août 2013, les États-Unis ont pratiquement retrouvé leur niveau de production industrielle d'avant la crise (-0,6 %). Dans le même temps, la production industrielle se situe encore 16,9 % en-dessous de son niveau de début 2008 en France, 12,4 % dans la zone euro et 13,3 % au Royaume-Uni. En Europe, l'Allemagne, avec une production industrielle inférieure de 3,4 % à son niveau d'avant crise fait figure d'exception.

---

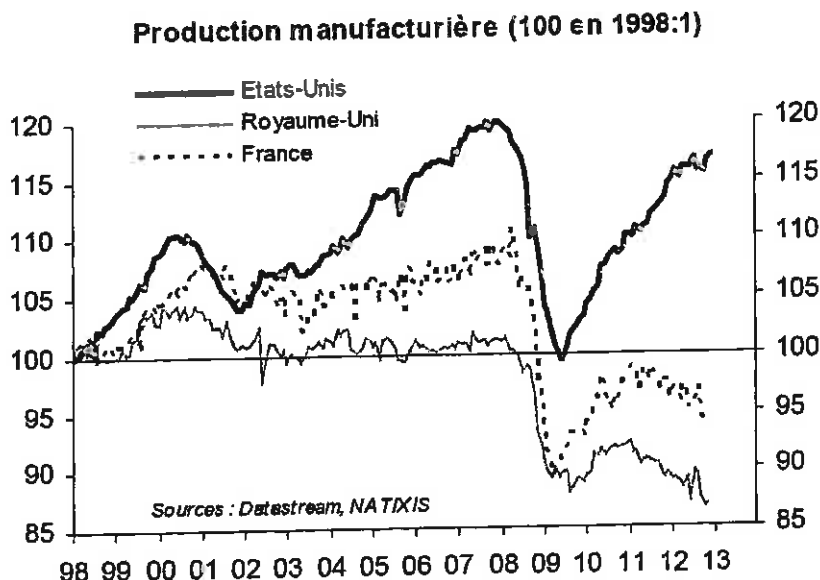
<sup>8</sup> Miller 2012

<sup>9</sup> White Paper on US Steel Industry – RNCOS 2013

<sup>10</sup> Shale gas, competitiveness, and Nex US Chemical Industry Investment : An analysis based on announced projects – Economics & Statistics Department – American Chemistry Council – Mai 2013

<sup>11</sup> Impact du développement du gaz de schiste aux USA sur la pétrochimie européenne. Note de l'IFRI – Octobre 2013.

Si d'autres facteurs que la production de gaz de schiste (politiques monétaires, politiques budgétaires et fiscales, évolution des taux de change, marché du travail...) ont contribué à la divergence dans l'évolution de la production industrielle entre les Etats-Unis et les autres pays développés, il n'en reste pas moins que la baisse des coûts de l'énergie a eu un rôle majeur dans le redressement de la production industrielle américaine depuis 2009.



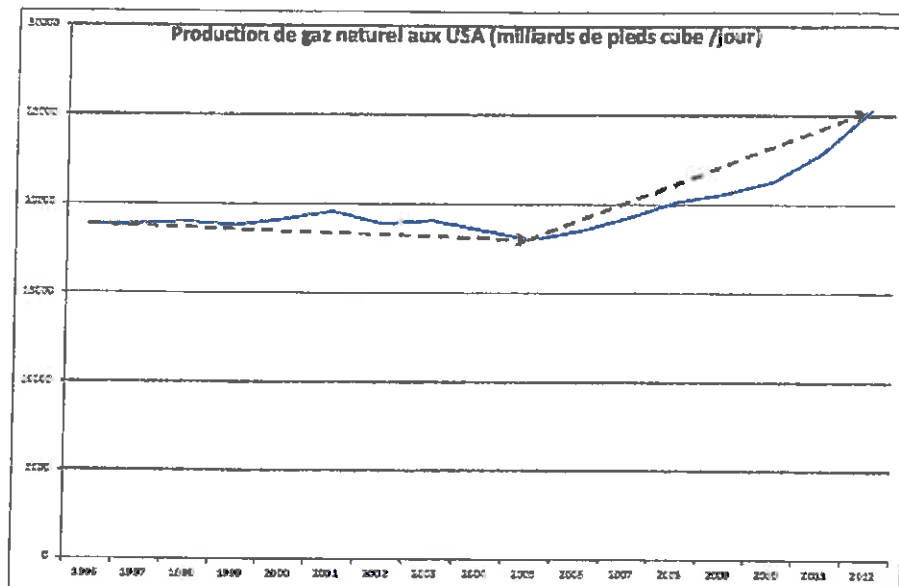
*Evolution de la production manufacturière aux USA (source : Natixis)*

Le développement des hydrocarbures non-conventionnels a par ailleurs un impact géopolitique important<sup>12</sup>, tant par l'indépendance accrue qu'il donne aux États-Unis vis à vis des pays fournisseurs, que par les relations d'Etat à Etat dont il est l'objet<sup>13</sup>. Barack Obama pouvait ainsi déclarer dans le New York Times du 19 décembre 2012 à ce sujet : « ... cela nous donne plus de liberté de mouvement pour indiquer la manière dont nous voyons les choses pour le Moyen-Orient et plus généralement pour le monde. »<sup>14</sup>

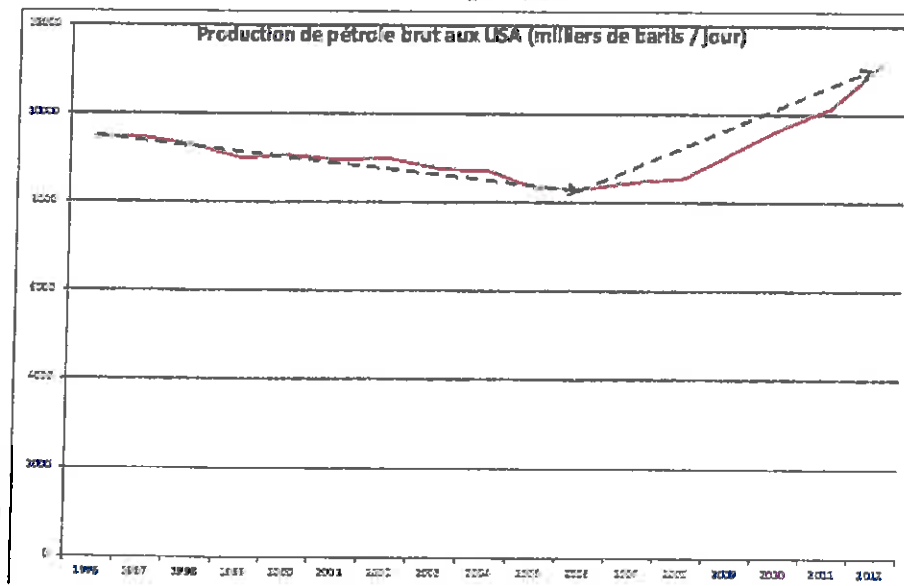
<sup>12</sup> « Le gaz de schiste chamboule la géopolitique » Régis Genté, Le Monde Diplomatique Aout 2013

<sup>13</sup> Selon la presse japonaise, citée par Les Echos le 25/09/2013, Tokyo et Ottawa finaliseraient un accord qui permettrait au Japon d'importer jusqu'à 40 millions de tonnes par an de gaz de schiste canadien. Soit de 45% du volume de GNL importé par le Japon en 2012. Afin de faciliter cette négociation, Shinzo Abe a proposé au Canada de pousser les entreprises nippones et certaines banques publiques de l'archipel à investir directement dans les infrastructures d'exploration et d'exportation de ce gaz. Tokyo pourrait notamment apporter son aide à la construction au Canada de pipelines pour transporter le gaz des sites d'exploitation jusqu'aux ports d'embarquement, et soutenir aussi la mise en place d'usines de liquéfaction. Si cet accord gazier avec le Canada devait se concrétiser, il interviendrait après la conclusion récente de deux autres accords avec les Etats-Unis, portant sur la livraison de 6,7 millions de tonnes de gaz de schiste par an au Japon à partir de 2017.

<sup>14</sup> "...that gives us more freedom of movement to speak of the kind of Middle East that we want to see and the world we want to see."



*Evolution de la production mensuelle de gaz aux USA de 1996 à 2012*  
*Source : Agence Internationale de l'Energie*



*Evolution de la production mensuelle de pétrole aux USA de 1996 à 2012*  
*Source : Agence Internationale de l'Energie*

### **1.2 En Amérique du Nord, le Canada se place dans le sillage des Etats-Unis**

En Amérique du Nord, la situation de l'**Alberta** a également été examinée par les deux rapports CGEDD/CGEJET qui ont été consacrés, en 2011 et 2012 aux hydrocarbures non-conventionnels. Cet Etat canadien compte en effet plus de 350.000 puits<sup>15</sup>, et chaque année 15.000 demandes nouvelles sont déposées, dont 60 % comportent des forages horizontaux. On compte environ 800 appareils de forage dont 600 en opération (certains forages durent quelques jours, d'autres une année). La haute saison de forage est l'hiver car le gel facilite les opérations. 60 000 fracturations y ont déjà été réalisées, dont 3 000 durant l'hiver 2011.

Ainsi, 15.000 puits ont été forés dans le Canada anglophone en 2012.

Le **Québec**, qui a longtemps été réticent à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures de roche mère, a autorisé en août 2013 la société québécoise Petrolia à fracturer par injection le sous-sol de l'**île d'Anticosti**, dans le golfe du Saint Laurent, pour en extraire du pétrole de schiste.

### **1.3 Plusieurs pays dont les pays émergents se positionnent pour tirer profit de cette opportunité**

La Chine, l'Argentine, le Mexique, et, plus récemment, le Brésil, ont manifesté la volonté de développer leurs ressources en hydrocarbures non-conventionnels.

Par exemple en **Argentine**, dans le bassin de Neuquén, 220 puits ont été forés depuis 2010, dont 180 qui produisent de l'huile de schiste<sup>16</sup>. Le bassin du Neuquén est la principale zone de production d'hydrocarbures (pétrole et gaz) d'Argentine. Il comporte aussi deux parcs naturels et est classé au patrimoine mondial de l'Unesco. L'agriculture (fruits) y est un autre secteur économique important, et le tourisme y connaît une croissance très forte.

L'**Afrique du Sud**, qui avait posé un moratoire interdisant l'exploration des hydrocarbures non-conventionnels l'a levé en septembre 2012, et devrait prochainement accorder de nouvelles licences d'exploration, comme l'a indiqué le Président Jacob Zuma dans son discours sur l'état de la nation devant le parlement, en février 2014.

15 150 000 actifs, 60 000 inactifs et 140 000 abandonnés

16 162 de ces 220 puits ont été forés par la compagnie nationale Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

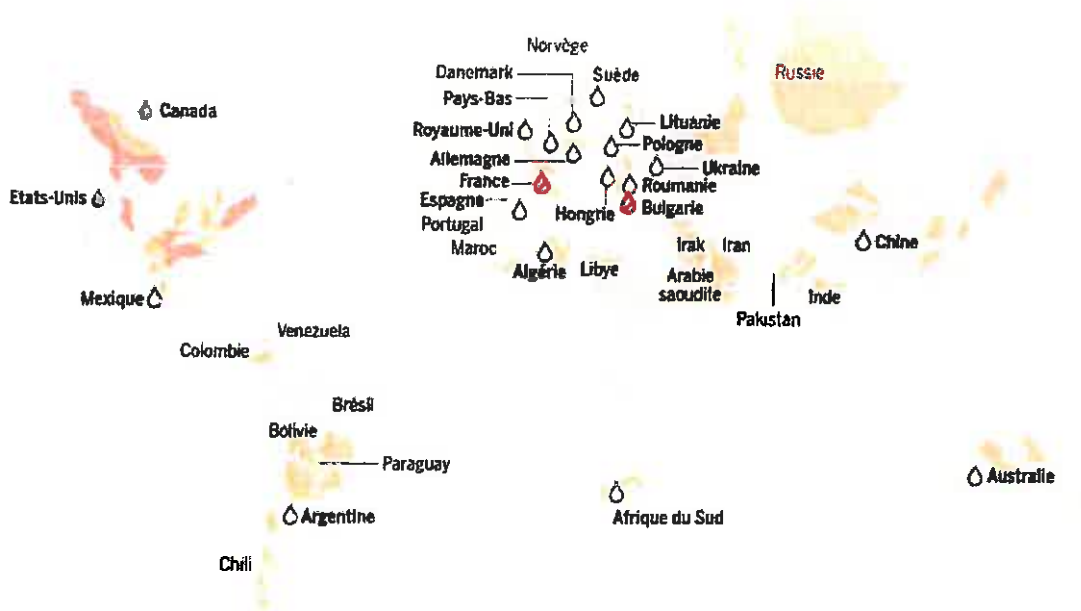
# 1.4 En Europe, la Pologne et la Grande-Bretagne se lancent dans l'exploration et développent des politiques incitatives – l'Union Européenne accompagne cette démarche

## Gaz et pétrole de schiste

- Principaux bassins de prospection
- Principaux bassins de production

## Position des pays sur l'exploitation du gaz et du pétrole de schiste

- Exploitation en cours
- Exploration en cours ou prévue
- Exploitation interdite ou moratoire sur la fracturation hydraulique

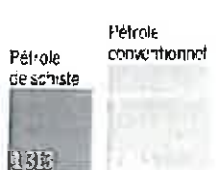


## Les réserves mondiales de gaz et de pétrole selon la source VOLUMES POTENTIELLEMENT EXTRAÎBLES À L'AN 2011

### Gaz, en milliards de m³



### Pétrole, en milliards de barils



## Le gaz de schiste aux États-Unis

220 milliards de m³ produits en 2011



SOURCES : EIA, LE MONDE - INFOGRAPHIE LE MONDE

Position des pays sur l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels  
Source : De plus en plus d'Etats partisans du gaz de schiste, Le Monde 28/08/13

La volonté du gouvernement polonais de développer cette ressource pour réduire sa dépendance au gaz russe a conduit, à ce jour, à un nombre de forages limité (moins de cent), sans commune mesure avec le rythme de forages que connaît l'Amérique du Nord. Ce rythme de démarrage est notamment la conséquence des délais utiles pour que les résidents dans les zones concernées soient bien informés (selon un système similaire à celui des enquêtes publiques en France). Il traduit aussi les précautions prises par l'administration polonaise pour mettre en place les contrôles des pratiques opérationnelles utilisées. La démarche volontaire et encadrée adoptée, et l'adhésion d'une majorité de Polonais<sup>17</sup> au souhait de moins dépendre de fournisseurs russes ont permis à cette stratégie de se poursuivre sans soulever d'opposition majeure.

Si plusieurs majors (ExxonMobil et ENI) ont décidé ces derniers mois de vendre leurs participations ou de ne pas renouveler leurs concessions en Pologne – du fait de résultats décevants sur les puits testés<sup>18</sup> mais aussi de lourdeurs administratives, d'autres opérateurs de renom y poursuivent leurs opérations (Total) ou choisissent d'y investir (Chevron, en décembre 2013). Du gaz a pu être extrait dans un débit satisfaisant à Lebork (société Lane Energy Poland) et à l'ouest de Gdansk (société San Leone), amenant le gouvernement à annoncer le démarrage d'une exploitation commerciale au cours de l'année 2014<sup>19</sup>.

Le gouvernement polonais souhaite voir cet effort s'accélérer. Le premier ministre Donald Tusk a annoncé en mars 2014 l'introduction d'une nouvelle réglementation plus favorable aux investisseurs, prévoyant notamment une exonération d'impôts pour les compagnies pétrolières productrices de gaz de schiste jusqu'en 2020, et se donne pour objectif que 12,5 milliards d'euros soient investis dans le secteur sur la même période.

Au Royaume-Uni le gouvernement fait du développement de ses ressources en hydrocarbures non-conventionnels une priorité. A la suite de deux microséismes<sup>20</sup>, les autorités britanniques avaient suspendu les opérations pour analyser la situation et définir les précautions utiles, avant de les autoriser progressivement à nouveau.

17 Un sondage réalisé en août 2013 a montré que la population polonaise est dans l'ensemble favorable aux gaz de schistes. En effet, la population des régions les plus concernées par l'exploration (Poméranie et Lublin) se prononce à 72% en faveur de l'exploitation, à condition que des garanties environnementales soient mises en place. Dans ce cas, 60% acceptent que l'exploitation ait lieu à côté de leur domicile.

18 Notamment à cause de teneurs élevées en argile

19 Source : *Bulletin Economique Pologne* du 31 janvier 2014 : <http://www.bulletins-economiques.com/actualites/75015.htm> Le *Bulletin Economique* précise que pour l'heure, 51 forages ont été réalisés en Pologne dont 11 horizontaux. La fracturation hydraulique a été employée pour 20 d'entre eux. Il est prévu de réaliser 343 forages d'ici à 2021, alors que quelques 200 à 250 forages devraient permettre de conclure quant à la viabilité d'une exploitation à l'échelle industrielle.

20 1,5 sur l'échelle de Richter en mai 2011, après 2,3 en avril 2011, c'est à dire à un niveau qui est mesurable par des instruments, mais est rarement ressenti et ne provoque jamais de dégradation. Les statistiques sismiques indiquent qu'il se produit 1 000 microséismes par jour dans le monde d'intensité 2 à 2,9, et 8 000 d'intensité inférieure à 1,9

Le premier ministre David Cameron, qui annonçait à l'été 2013 l'instauration du « régime le plus généreux au monde pour le gaz de schiste », a mis l'accent en janvier 2014 sur les avantages fiscaux dont bénéficieraient les communes britanniques qui accepteront des projets d'exploitation d'hydrocarbures non-conventionnels<sup>21</sup>. Le gouvernement voit là une opportunité pour la création d'emplois et une solution à l'enjeu de la dépendance énergétique.

Les travaux déjà réalisés au Royaume-Uni sur les hydrocarbures non-conventionnels ont conduit le British Geological Survey à estimer en juin 2013 que le gisement du « Bowland shale » (sous le Lancashire et le Yorkshire) représenterait des ressources en gaz 50 % supérieures aux ressources combinées des deux principaux gisements américains, le Barnett shale et le Marcellus shale.

Ceci a conduit des analystes à estimer que l'exploitation de ce gisement pourrait représenter un accroissement de 7 milliards de livres du PIB annuel britannique, tout en permettant une réduction des émissions de gaz à effet de serre (par substitution de gaz naturel à d'autres sources carbonées, dont la combustion émet plus de CO<sub>2</sub>, comme le charbon). Accompagnant ce mouvement positif en faveur des hydrocarbures non-conventionnels en Grande-Bretagne, Total E&P UK a annoncé en janvier 2014 son entrée dans le secteur<sup>22</sup>.

Au Pays-Bas, le Ministre des Affaires Economiques s'est fait l'écho<sup>23</sup> des résultats d'une étude<sup>24</sup> indiquant que « les réserves de gaz de schiste du pays pourraient être exploitées sans risque et que des forages d'exploration seraient nécessaires pour déterminer l'ampleur des ressources ». L'Ukraine et la Lituanie partagent la volonté polonaise d'exploiter leurs gisements d'hydrocarbures non-conventionnels pour s'affranchir des fournitures de gaz russe. Par ailleurs, le Danemark, la Suède, la Roumanie, la Hongrie, l'Espagne<sup>25</sup> et la Bosnie ont récemment attribué des permis d'exploration pour des hydrocarbures non-conventionnels.

21 Celles-ci recevront la totalité de la taxe professionnelle, soit environ deux millions d'euros supplémentaires par an pour chaque site.

22 Avec l'acquisition d'un intérêt de 40 % dans deux permis d'exploration et de production de gaz de schiste au Royaume-Uni, situés dans le bassin du Gainsborough Trough : <http://total.com/fr/medias/actualite/communiqués/20140113-Total-devient-la-premiere-majior-a-prendre-des-permis-gaz-de-schiste-au-Royaume-Uni->

23 Le 26 août 2013

24 Confiée au cabinet Witteveen & Bos

25 On peut noter que quatre régions espagnoles (dont la Catalogne en janvier 2014) ont édicté des interdictions de la fracturation hydraulique, qui font aujourd'hui l'objet de recours déposés par le gouvernement central de Madrid devant la Cour constitutionnelle.

La plupart des autres pays européens examinent la situation sans avoir pris de décision pratique définitive.

La nouvelle grande coalition en **Allemagne** a pris position sur la fracturation hydraulique, considérant cette technique insatisfaisante du fait des risques potentiels pour l'homme, la faune et la flore. Dans ces conditions, elle estime que la priorité absolue doit être la protection de la santé des citoyens et la préservation de la qualité de l'eau potable. A l'heure actuelle, Si l'idée d'un moratoire a pu être évoquée au cours de la campagne de 2013, il n'y a actuellement pas de projet de législation au niveau fédéral sur l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels. Néanmoins, le ministère allemand de l'économie a déclaré que le gouvernement mènerait des recherches scientifiques pour analyser les impacts de la fracturation hydraulique, en y associant les Länder, les universités et l'industrie. Berlin pourrait également introduire, dans une future loi, l'obligation de mener des études d'impact environnemental et de consulter les citoyens<sup>26</sup>.

A l'échelon de l'**Union Européenne**, la Commission a publié le 22 janvier 2014 des recommandations non contraignantes<sup>27</sup> « relatives aux principes minimaux applicables à l'exploration et à la production d'hydrocarbures (tels que le gaz de schiste) par fracturation hydraulique à grands volumes ». Le commissaire Européen à l'énergie, Günther Oettinger, et le commissaire européen à l'environnement Janez Potočnik avaient à plusieurs reprises déclaré que l'Union Européenne n'interdirait pas la fracturation hydraulique, et laisserait des marges de manœuvre aux Etats membres. Le Parlement Européen, pour sa part, a débattu fin 2013 et début 2014 de l'insertion des hydrocarbures non-conventionnels dans la directive sur l'évaluation environnementale de certains projets<sup>28</sup>. Fruit d'un compromis avec la Commission, la directive adoptée le 13 mars 2014 ne prévoit finalement pas d'obligation de réaliser des études d'impact environnemental pour ce type de programmes.

26 <http://www.abo.net/cilportal/topic/view.do?contentId=2200743&currentPage=1>

27 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2014:039:0072:0078:FR:PDF>

28 Il s'agit de les soumettre à étude d'impact dans tous les pays européens, on peut noter à cet égard que la réglementation française prévoit déjà une notice d'impact au stade de la demande de permis de recherche, notice qui peut, à la demande du Préfet, être précisée et complétée lors de la demande d'autorisation de travaux.

### ***1.5 La France est le seul pays au monde, avec la Bulgarie, à interdire la fracturation hydraulique***

L'ampleur, l'ancienneté de la prospection et de la production d'hydrocarbures en France<sup>29</sup>, et l'absence d'incidents majeurs au cours des décennies d'activité pétrolières correspondantes<sup>30</sup> ne laissaient pas imaginer la réaction qu'a suscitée en 2011 la perspective d'exploration des gaz de schiste dans le Sud-est de la France.



***Localisation de forages pétroliers effectués dans le Bassin parisien depuis le début des années 1980 (source : industrie)***

<sup>29</sup> L'exploration et la production d'hydrocarbures en France ont été particulièrement intenses depuis la fin des années 1950 (Lacq) jusqu'à la période actuelle. Dans les années 1980 et 1990, des centaines de forages (environ 2 000) ont été réalisés dans le Bassin parisien, conduisant à la découverte et à la mise en production de nombreux gisements, comme celui de Villeperdue (découvert par Triton puis exploité par Total) ou Chaunoy (découvert par Esso, la production continue aujourd'hui avec comme opérateur la société Vermilion, qui gère en 2013 deux cent puits actifs de production d'hydrocarbures dans le Bassin parisien).

<sup>30</sup> Qui ont comporté la réalisation d'acquisition de profils sismiques sur l'avenue des Champs Elysées et celle d'un forage à proximité du château de Versailles.

On peut, a posteriori, attribuer l'intensité de cette réaction à trois facteurs :

- dans les années 1990, l'instruction des permis de recherche d'hydrocarbures a été « simplifiée » avec la suppression de l'enquête publique qui jusque-là était requise à l'occasion des demandes de permis (donc sur un territoire étendu), et qui n'a plus été maintenue qu'au stade de la préparation de chaque forage spécifique, donc au niveau des communes directement concernées. Les maires, qui ont appris par la presse que des permis avaient été délivrés, ont pu avoir la sensation légitime que les autorités avaient souhaité « leur cacher quelque chose » ;
- dans le bassin du Sud-est, les affleurements de pétrole près de Gabian sont connus depuis l'époque romaine, et le gisement correspondant a été exploité de 1924 à 1951 par la Régie Nationale des Pétroles. **Néanmoins, et malgré cet historique, le bassin du Sud-est a, dans les trois dernières décennies, beaucoup moins été exploré que le bassin parisien.** Les résidents concernés n'ont donc pas de référence proche de ce que peut représenter un forage d'hydrocarbures maîtrisé. En conséquence, les craintes légitimes de voir bouleverser leur paysage par une forte densité de puits « à l'américaine » et par une noria de camions se sont exprimées avec force ;
- le film Gasland<sup>31</sup> dont le contenu est extrêmement contestable d'un point de vue scientifique<sup>32</sup> a eu un effet défavorable sur l'opinion publique, alors même que la fracturation hydraulique avait été pratiquée en France à au moins 45 reprises, et jusqu'à une période récente, sans susciter d'émotion particulière<sup>33</sup>.

31 Documentaire de Josh Fox, sorti en 2010 : [http://www.dailymotion.com/video/xtsipi\\_gasland\\_news](http://www.dailymotion.com/video/xtsipi_gasland_news)

32 Le gaz, dont l'image la plus connue du film met en scène l'inflammation à la sortie d'un robinet, ayant été identifié par analyse comme un gaz d'origine biogénique (c'est-à-dire issu de la fermentation de sédiments organiques à faible profondeur : marais, tourbe, ...)

33 Le rapport de l'OPECST « Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels » (Novembre 2013) recense les opérations de fracturation hydraulique ayant été réalisées en France depuis les années 1980, pour l'essentiel sur des cibles conventionnelles. La fracturation a été utilisée deux fois par l'entreprise Vermilion, en 2010, pour évaluer la productivité et l'efficacité de la stimulation de la roche mère, sur le site de Champotran (Seine-et-Marne).

Ces réactions fortes ont conduit au vote de la **loi 2011-835 du 13 juillet 2011**, qui stipule que *«l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique de la roche sont interdites sur le territoire national.»*

Cette loi crée *« une Commission nationale d'orientation, de suivi et d'évaluation des techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux. », qui «a notamment pour objet d'évaluer les risques environnementaux liés aux techniques de fracturation hydraulique ou aux techniques alternatives, et qui émet un avis public sur les conditions de mise en œuvre des expérimentations, réalisées à seules fins de recherche scientifique sous contrôle public.»*

Le décret n°2012-385 du 21 mars 2012 a fixé la composition de cette Commission, sans que celle-ci n'ait jamais été installée, ses membres n'ayant pas été nommés par le gouvernement.

## **2. La fracturation hydraulique suscite des critiques, dont certaines sont dépassées et d'autres très légitimes. Cette technologie reste insatisfaisante au plan environnemental.**

### **2.1 Un certain nombre de critiques sont formulées à l'encontre de la fracturation hydraulique, technologie dominante à l'échelle mondiale pour exploiter les gaz et huiles de schiste**

La majorité des critiques formulées par les opposants aux gaz de schiste portent sur la fracturation hydraulique, et plus particulièrement sur l'emploi de très gros volumes d'eau et d'additifs chimiques.

Sont par ailleurs évoqués le **risque de fuites d'hydrocarbures**, notamment dans les nappes phréatiques, **l'impact sur les paysages, la sismicité** induite et les nuisances pour **l'environnement local** (circulation des camions, nuisances liées aux travaux), ou **les fuites de méthane dans l'atmosphère**.

De nombreuses études sur ces différentes questions ont été réalisées aux Etats-Unis, et ont permis de documenter la pertinence de ces critiques et de mettre en place, le cas échéant, des réglementations ou des bonnes pratiques de la part de l'industrie, répondant à ces graves problèmes.

Aux Etats-Unis, la fracturation hydraulique est encadrée par un certain nombre de réglementations au niveau fédéral. Toutefois, les différents Etats conservent la primauté dans ce domaine et développent des réglementations qui permettent de répondre à leurs spécificités locales, aux plans géologique et environnemental, notamment dans l'objectif de protéger la qualité de l'eau potable. L'Etat fédéral américain (Environment Protection Agency, EPA) et les Etats fédérés se sont attachés à adapter progressivement la réglementation pour mieux maîtriser les risques.

Le rapport « An overview of Unconventional Oil and Natural Gas : Resources and Federal Actions » publié le 15 juillet 2013 soulignait ainsi que, lors de la dernière session législative, 170 décrets (« bills ») avaient été adoptés concernant la prospection et la production des hydrocarbures non-conventionnels dans 29 des 32 Etats concernés et que 14 de ces Etats avaient publié des lois relatives à la production de gaz naturel. En outre, 35 décrets relatifs à l'obligation de rendre publics les additifs chimiques utilisés ont été pris, dans 14 Etats (au total, fin 2012, 16 Etats avaient ainsi rendu obligatoire une telle publication).

Ce rapport soulignait également que l'EPA poursuit activement ses activités d'étude, d'évaluation et de coordination en la matière.

### **2.1.1 Risques liés à l'emploi d'additifs chimiques**

Les risques liés à l'utilisation d'additifs chimiques sont de deux ordres :

- risques de remontée de ces produits chimiques dans la nappe phréatique ;
- risques de fuites en surface des produits chimiques.

L'administration américaine a procédé à un examen détaillé des incidents rapportés sur les forages réalisés aux États-Unis. Aucun cas de remontée d'additifs chimiques dans la nappe phréatique n'a été rapporté. Des cas de fuites en surface (rupture de canalisations, relargage de fluides remontant du puits, rejet excessif d'eau dans les cours d'eau en étiage) ont été relevés en nombre limité (cf. ci-dessous 14 cas relevés sur plusieurs dizaines de milliers de puits).

La réglementation américaine a été renforcée. Par exemple, elle prévoit désormais que la fracturation hydraulique soit interdite dans les gisements situés à moins de 300 m en dessous d'une nappe phréatique (les mesures réalisées indiquent que la distance verticale de propagation d'une fissure due à une fracturation hydraulique ne dépasse pas 100m).

La réglementation américaine (Safe Drinking Water Act) prévoit également une distance minimale entre les puits et les captages d'alimentation d'eau potable, ainsi qu'entre les puits et les cours d'eau.

Elle laisse cependant une grande latitude aux opérateurs non seulement sur la nature des produits injectés, mais même sur les informations publiées quant à ces produits<sup>34</sup>.

A ce titre, on peut donc considérer que la technologie de la fracturation hydraulique utilisée n'est pas satisfaisante, car elle ne permet pas d'éliminer l'usage d'additifs chimiques.

### **2.1.2 Les volumes d'eau utilisés**

L'injection d'eau dans les gisements de pétrole est une pratique courante pour maintenir la pression du niveau du gisement et donc améliorer le taux de récupération (le rapport du pétrole extrait sur le pétrole en place dans un gisement). Dans le cadre des gisements traditionnels, l'injection d'eau se fait par des puits à la périphérie du gisement et est alors pratiquée de manière continue.

<sup>34</sup> L'industrie américaine a fait des efforts pour améliorer la transparence en la matière. Désormais, il existe un registre en ligne (FracFocus) sur lequel les entreprises déclarent publiquement la nature des produits chimiques utilisés dans la fracturation hydraulique. En mai 2012, le registre comptait 17.000 déclarations émanant de 135 entreprises différentes. L'industrie a également soutenu l'adoption de règles de déclaration dans le Colorado, le Texas et le Wyoming. Dans certains cas, l'industrie va au-delà de la réglementation et adopte les meilleures pratiques de forage au niveau régional.

Pour les gaz de schiste, l'injection d'eau de fracturation est réalisée de manière ponctuelle, à partir du puits d'exploitation.

Si l'amélioration constante en Amérique du Nord de la technologie de la fracturation hydraulique a permis de réduire les quantités d'eau utilisées et d'améliorer le traitement des eaux de rejet, il n'en reste pas moins que l'utilisation massive d'eau, car proportionnelle au nombre d'opérations de fracturation, pose des problèmes importants de conflit d'usage.

### **2.1.3 Les risques de fuites d'hydrocarbures dans les nappes phréatiques**

C'est le sujet sur lequel le plus d'incidents ont été relevés aux Etats Unis (cf. notamment l'étude du Massachusetts Institute of Technology citée ci-dessous – 20 incidents relevés). Ce nombre d'incidents est toutefois resté très faible, si on le ramène aux centaines de milliers de puits forés.

Tous les cas relevés ont pour origine une mauvaise réalisation du puits de forage, et en particulier une cimentation défectueuse. La problématique des hydrocarbures non-conventionnels n'est à cet égard pas différente de celle de toutes les activités classiques d'exploration ou production des hydrocarbures.

La réglementation américaine évolue, en particulier dans les Etats de la côte Est pour prévoir un triple cuvelage et une double cimentation, et maîtriser ainsi ce risque, qui n'est d'ailleurs pas spécifique aux gaz de schiste.

### **2.1.4 L'impact sur les paysages**

Le droit minier américain, dans lequel le propriétaire du sol est également propriétaire du sous-sol, conduit à une multiplication des sites de forage (au moins autant de sites de forage qu'il y a de parcelles ayant des propriétaires différents à la verticale du gisement).

Le droit minier français – et les techniques de forage horizontal – permettent, pour l'essentiel, de concentrer les forages d'un même gisement sur une seule plateforme.

Au-delà de la période de réalisation des forages et des fracturations (quelques semaines), l'impact sur les paysages se limite aux têtes de puits qui, dans le cas des gaz de schiste, ont une hauteur de 1,80 mètre.

Certains paysages américains ont été « dévastés » par la multiplication de forages verticaux pour l'exploration pétrolière par suite du laxisme<sup>35</sup> des autorités locales, lui-même lié au désintérêt d'une part importante de la population concernée sur le devenir de ces paysages.

Une telle dévastation n'est pas une règle du genre. Le cas de l'exploration et de l'exploitation d'hydrocarbures conventionnels telles qu'elles ont été réalisées dans le Bassin parisien depuis le milieu des années 1960 montre qu'elles peuvent parfaitement se concrétiser d'une manière respectueuse de l'environnement et des paysages. La réglementation française, où l'Etat est propriétaire du sous-sol, et concède un gisement complet, ne conduit par ailleurs pas à une multiplication sauvage des têtes de puits, contrairement à la réglementation américaine, où un gisement unique peut se trouver exploité en concurrence à partir d'une multiplicité de parcelles le recouvrant. Les technologies actuelles permettant de regrouper plusieurs puits (de 10 à 40 suivant les caractéristiques géologiques) sur une même plateforme. La réglementation peut donc avoir un effet de dispersion des puits avec des forts impacts paysagers, comme aux Etats-Unis, ou au contraire privilégier un regroupement sur un nombre beaucoup plus restreint de plateformes de faible surface.

35 On peut rappeler que, dans le but de favoriser la production d'hydrocarbures sur le territoire des Etats-Unis, le gouvernement américain a dans le passé accordé à l'exploration/production d'hydrocarbures une série d'exemptions : les activités concernées n'étaient ainsi pas soumises au « Safe drinking water act », ni au « clean water act », ni au « clean air act », ni au « comprehensive environmental response compensation and liability act », etc ... En France, et plus globalement en Europe, il n'a jamais été envisagé d'accorder de telles exemptions.

### 2.1.5 La sismicité

La fréquence dans le monde et les conséquences des séismes se caractérisent par l'échelle de Richter, ci-dessous :

| Description        | Magnitude    | Effets                                                                                                                                        | Fréquence                |
|--------------------|--------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|
| <b>Micro</b>       | Moins de 1,9 | Micro tremblement de terre, non ressenti.                                                                                                     | 8 000 par jour           |
| <b>Très mineur</b> | 2,0 à 2,9    | Généralement non ressenti mais détecté/enregistré.                                                                                            | 1 000 par jour           |
| <b>Mineur</b>      | 3,0 à 3,9    | Souvent ressenti mais causant rarement des dommages.                                                                                          | 49 000 par an            |
| <b>Léger</b>       | 4,0 à 4,9    | Secousses notables d'objets à l'intérieur des maisons, bruits d'entrechoquement. Dommages importants peu communs.                             | 6 200 par an             |
| <b>Modéré</b>      | 5,0 à 5,9    | Peut causer des dommages majeurs à des édifices mal conçus dans des zones restreintes. Cause de légers dommages aux édifices bien construits. | 800 par an               |
| <b>Fort</b>        | 6,0 à 6,9    | Peut être destructeur dans des zones allant jusqu'à 100 kilomètres à la ronde si elles sont peuplées.                                         | 120 par an               |
| <b>Majeur</b>      | 7,0 à 7,9    | Peut provoquer des dommages modérés à sévères dans des zones plus vastes.                                                                     | 18 par an                |
| <b>Immense</b>     | 8,0 à 8,9    | Peut causer des dommages sérieux dans des zones à des centaines de kilomètres à la ronde.                                                     | 1 par an                 |
| <b>Dévastateur</b> | 9,0 et plus  | Dévaste des zones de plusieurs milliers de kilomètres à la ronde.                                                                             | 1 tous les 6 ans environ |

Une fracturation hydraulique réalisée pour de la géothermie profonde à Bâle en 2006 à proximité d'une faille géologique a conduit à un tremblement de niveau 3.

Au Royaume Uni, en 2011, des fracturations pour l'exploration de gaz de schiste ont conduit à des micro-tremblements de terre de niveau 1 à 2.

Une meilleure surveillance microsismique lors de la réalisation des forages est une réponse technique adaptée pour éviter la réapparition de tels incidents.

### 2.1.6 Les contraintes de voisinage lors des travaux.

Ces contraintes (bruits, nombre de camions, voies d'accès) s'évaluent au cas par cas lors de l'étude d'impact. Des forages et des fracturations hydrauliques ont déjà été réalisés dans des environnements urbains : les contraintes utiles peuvent être posées par l'administration en fonction de l'environnement local.

### 2.1.7 Les émissions de méthane dans l'atmosphère et l'effet de serre

La dernière étude faisant référence sur la question des émissions de méthane liées à l'exploitation de gaz naturel a été réalisée conjointement par Caltech, l'Université de Californie UCLA, la Washington State University, la Colorado School of Mines et la Texas University. Elle a été publiée en septembre 2013 dans les Proceedings of the National Academy of Sciences<sup>36</sup>. Elle indique que **les fuites mesurées sur les puits surveillés restaient très limitées : en moyenne 0,42% du gaz produit.**

En tout état de cause, ces résultats sont largement en deçà des chiffres cités auparavant allant jusqu'à 8%<sup>37</sup>, qui remettraient en cause l'intérêt même des gaz non-conventionnels par rapport au charbon sur le plan climatique.

Il ressort de l'étude précitée que les fuites constatées seraient dues pour moitié aux fuites dans les systèmes de compression et autres équipements, et pour moitié aux opérations de dégazage, torchage et *downloading*<sup>38</sup>. A ce sujet, il faut noter que :

- l'utilisation de matériels modernes et homologués dans ce sens permet de réduire, sinon d'éliminer, les fuites provenant des équipements<sup>39</sup>.
- d'autre part, les fuites liées aux activités de dégazage, torchage et *downloading* peuvent techniquement être éliminées, avec des coûts supplémentaires.

Le point clef est que, si les émissions de gaz ne sont pas réglementées, un puits de gaz peut effectivement émettre du méthane dans la mesure où il est souvent plus rentable de torcher et de laisser dégazer sa production plutôt que de mettre en place des dispositifs techniques lourds pour récupérer des quantités que l'industrie pourrait juger « marginales ». Néanmoins, **ces émissions peuvent être éliminées à 99%<sup>40</sup> à condition que des mesures de contrôle soient établies par voie réglementaire.**

36 *Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States*, PNAS, September 2013 : <http://www.pnas.org/content/early/2013/09/10/1304880110>. Etude menée sur 190 sites d'extraction de gaz naturel, soit un échantillon significatif de la situation américaine

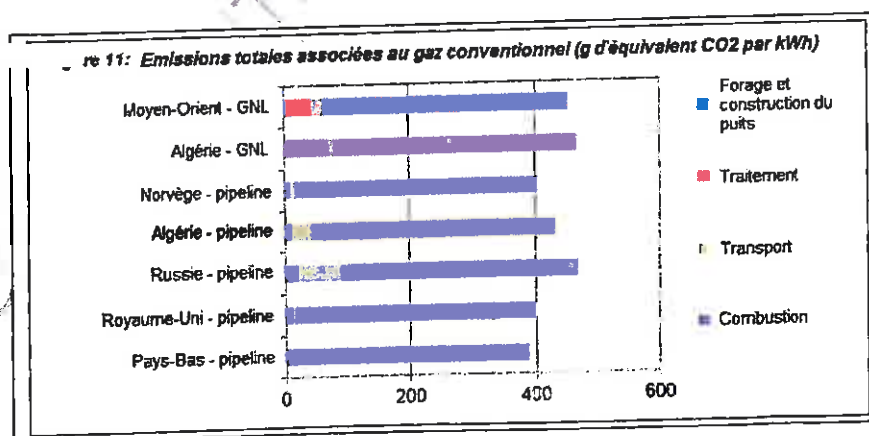
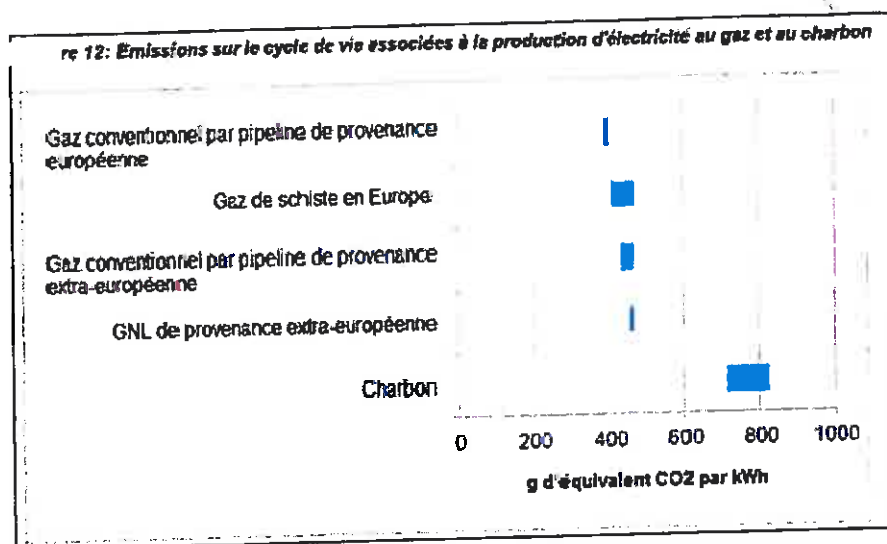
37 Estimation « haute » de l'étude de Robert Howarth (Université de Cornell) publiée en 2011 et largement reprise par les opposants au gaz de schiste. Voir par exemple [http://www.lemonde.fr/planete/article/2012/05/29/climat-l-exploitation-du-gaz-de-schiste-serait-aussi-nocive-que-le-charbon\\_1708941\\_3244.html](http://www.lemonde.fr/planete/article/2012/05/29/climat-l-exploitation-du-gaz-de-schiste-serait-aussi-nocive-que-le-charbon_1708941_3244.html)

38 Le *downloading* consiste à enlever l'huile qui s'est accumulée dans un puits de gaz

39 Recommandations du SEAB (Département de l'Energie), Novembre 2011 : <http://energy.eabout.com/od/drilling/a/Shale-Gas-Production-Recommendations-From-Seab.htm>

40 *Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States*, PNAS, Septembre 2013

Signalons enfin que les autres émissions non constatées sur site relèvent en particulier du **réseau de distribution**, et ne sont par conséquent pas imputables à l'activité d'extraction de gaz naturel. Ainsi, lorsque le gaz consommé est de provenance lointaine, il faut ajouter aux fuites sur le réseau national les fuites intervenues pendant le transport international. Le taux de fuite qui fait référence est de 0,9% de pertes pour 500 kms pour un gazoduc. Les graphiques ci-dessous issues d'une étude menée par la Commission Européenne en 2012<sup>41</sup> illustrent le différentiel d'émissions de gaz à effet de serre, selon les sources d'approvisionnement, en mettant en évidence l'impact lié aux fuites lors du transport du gaz.



41 Climate impact of potential shale gas production in the EU, 2012. Source : [http://ec.europa.eu/clima/policies/eccp/docs/120815\\_final\\_report\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/eccp/docs/120815_final_report_en.pdf)

## **2.2 Les études réalisées aux États-Unis permettent toutefois de relativiser les incidents liés à la fracturation hydraulique**

Le nombre de puits forés aux États-Unis (plusieurs dizaines de milliers par an), dans des environnements réglementaires variables, et par des opérateurs de qualité également variable, permet d'évaluer le niveau de risque sur chacun des sujets d'inquiétude.

Le Massachusetts Institute of Technology, reconnu pour son expertise et son indépendance, a publié en juin 2011 une étude qui fait la synthèse de plusieurs rapports<sup>42</sup>. Cette synthèse des incidents relatifs aux forages d'hydrocarbures gazeux rapportés de 2004 à 2009 a identifié 43 incidents (plusieurs dizaines de milliers de puits ont été forés pendant cette période), dont elle donne la répartition ci-dessous :

| Nature de l'incident                           | Nombre relevé dans l'étude |
|------------------------------------------------|----------------------------|
| Contamination de l'aquifère par du gaz naturel | 20                         |
| Rejets en surface sur le site                  | 14                         |
| Rejets lors d'opérations en dehors du site     | 4                          |
| Problèmes liés aux prélèvements d'eau          | 2                          |
| Qualité de l'air                               | 1                          |
| Eruptions                                      | 2                          |

*Répartition par catégorie des incidents rapportés aux USA entre 2004 et 2009.*

*Source : MIT juin 2011*

Plus récemment, lors d'un colloque tenu aux USA début 2012<sup>43</sup>, les données suivantes, relatives à l'Ohio et au Texas ont été présentées (ces données ne portent que sur deux Etats, mais elles couvrent une période beaucoup plus longue que les données recueillies par le MIT, elles ont en outre l'avantage de présenter – dans le cas de l'Ohio – une évolution au fil des années) :

<sup>42</sup> Le principal étant un rapport réalisé en 2009 pour l'EPA, Office of Ground Water and Drinking

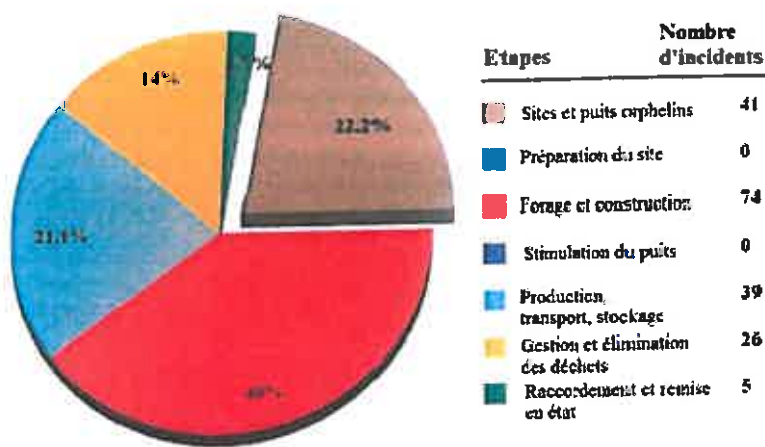
Water

<sup>43</sup> Source : [http://www.gwpc.org/sites/default/files/event-sessions/05Kelli\\_Scott\\_0.pdf](http://www.gwpc.org/sites/default/files/event-sessions/05Kelli_Scott_0.pdf)

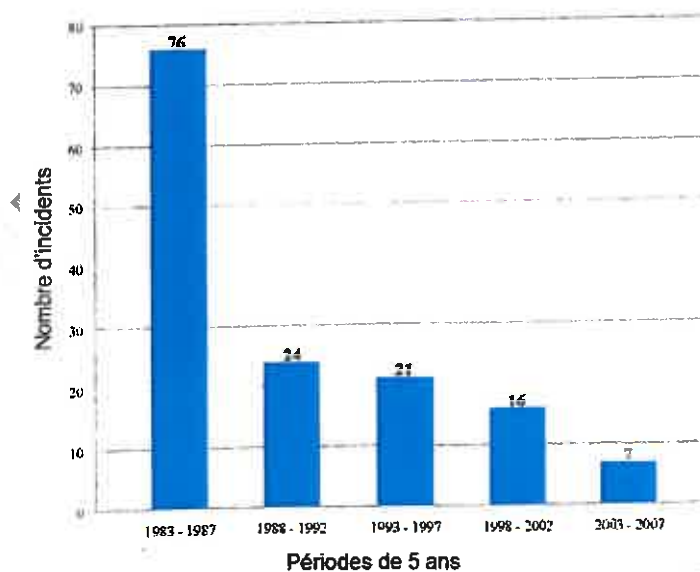
Données présentées à Houston les 23 et 24 janvier 2012 : cas de l'Ohio (1983-2007)

Données récoltées sur plus de 30 000 puits : le nombre d'incidents mentionnés ci-dessous représente donc moins de six incidents pour mille puits :

Nombre d'incidents par étape



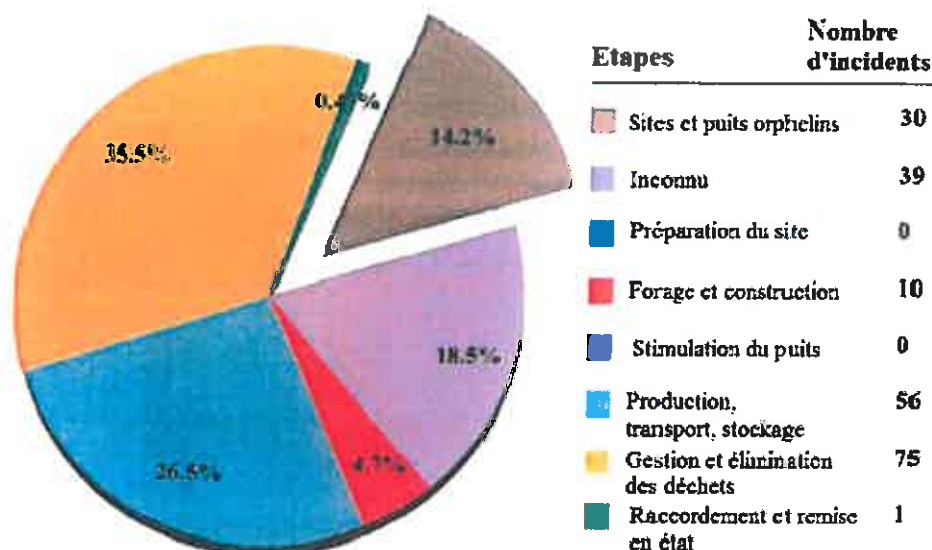
Tendance des incidents sur les puits observés



Données présentées à Houston les 23 et 24 janvier 2012 : cas du Texas (1993-2008)

188 000 puits forés, les incidents ci-dessous représentent environ un incident pour mille puits forés :

Nombre d'incidents par étape



Ces données mettent en évidence deux constats :

- La phase de fracturation hydraulique n'est à l'origine d'aucun des incidents répertoriés. En conséquence, et comme l'indiquent par ailleurs tous les autres rapports :  
un contrôle plus étroit de la réalisation des phases de tubage et de cimentation permet d'éliminer les causes de pollution des aquifères souterrains (les catégories « forage et construction », et « sites et puits orphelins » peuvent être rattachées à cette rubrique) ;
- La mise en place de procédures plus strictes de surveillance des opérations de surface permet d'y maîtriser les déversements et rejets, qui correspondent aux autres incidents recensés.
- Dans l'Ohio, des contrôles plus stricts, par les professionnels et l'administration, ont ainsi conduit à une forte réduction du nombre des incidents.

### **2.3 Néanmoins, la fracturation hydraulique reste insatisfaisante, notamment en raison de l'utilisation de grands volumes d'eau et d'additifs chimiques**

Comme cela a été évoqué dans le premier chapitre de ce rapport, le documentaire Gasland, à charge contre la fracturation hydraulique, a été très préjudiciable à la perception de cette technologie par l'opinion.

Deux ans après, en Aout 2012, un sondage IFOP réalisé pour le journal « Le Monde »<sup>44</sup> indiquait que :

- pour 94% de ceux qui connaissent le sujet du gaz de schiste, l'exploitation du gaz de schiste consomme de très grandes quantités d'eau ;
- pour 88% d'entre eux, l'exploitation du gaz de schiste contribue à la pollution des nappes phréatiques ;
- pour 86% d'entre eux, que l'exploitation du gaz de schiste est une technique que l'on maîtrise mal.

En résumé, la mise en œuvre de « bonnes pratiques » et de réglementations contraignantes, sous le contrôle de l'administration, permet de maîtriser la plupart des risques identifiés. Ceci explique d'ailleurs que des centaines de puits (accompagnés, à la fin de la phase d'exploitation des gisements, par des dizaines de fracturations hydrauliques) aient pu être réalisés dans les vingt-cinq dernières années dans le Bassin parisien sans laisser de traces et sans avoir provoqué de nuisances notables.

Il n'en demeure pas moins que des réseaux associatifs se sont fortement mobilisés, en France contre la production des gaz de schiste, et que l'utilisation de grands volumes d'eau, mais également de produits chimiques, restent des problèmes non résolus à ce jour, avec la technologie de la fracturation hydraulique.

**3. Des évolutions technologiques permettent de faire disparaître les risques majeurs d'atteinte à l'environnement dus à l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels, notamment en évitant l'utilisation d'eau et d'additifs chimiques**

**3.1 Une utilisation systématique du forage horizontal permet de limiter l'empreinte au sol**

L'utilisation des techniques de forage horizontal, grâce auxquelles on peut aujourd'hui forer des drains latéraux dépassant 3000 mètres de longueur, permet lors de la phase d'exploitation, de regrouper jusqu'à quarante puits par plateforme de forage.



*Une plateforme multipuits (source : eCorp)*

Sur la base des hypothèses de production d'hydrocarbures non-conventionnels en France<sup>45</sup>, on peut évaluer que le nombre de puits nécessaires<sup>46</sup> pour exploiter pendant 30 ans l'ensemble des gisements français est compris entre 6 000 et 18 000<sup>47</sup>.

<sup>45</sup> Qui sont détaillées dans le chapitre suivant

<sup>46</sup> La production est directement proportionnelle au nombre de puits, les puits n'étant réalisés que là où le gisement s'avère capable de leur associer une production suffisante.

<sup>47</sup> Entre 2.000 et 4.000 pour le Bassin parisien, dont le sous-sol est suffisamment connu pour qu'un chiffre probable soit retenu, et entre 4000 et 14.000 pour le bassin du sud-est, qui présente un degré d'incertitude plus élevé

En retenant une moyenne de 20 puits par plateforme, ces 6.000 à 18.000 puits représentent donc seulement 300 à 900 plateformes<sup>48</sup> sur l'ensemble du territoire. Ce chiffre peut être comparé aux 2.000 sites sur lesquels des forages ont eu lieu ces quatre dernières décennies dans le Bassin parisien, ou aux 200 plateformes d'exploitation qui y sont encore en fonction.

Le rassemblement de forages sur un site de plateforme unique est la manière la plus efficace de réduire l'empreinte au sol et l'impact sur les paysages. Une telle plateforme mobilise environ 1 à 2 hectares pendant la phase de forage, l'emprise au sol étant ensuite réduite à quelques centaines de mètres carrés pendant la phase d'exploitation.

Chaque tête de puits s'inscrit dans un carré de six à dix mètres de largeur ; l'ensemble des vingt têtes de puits en production s'inscrit donc dans un rectangle de six à dix mètres de largeur et cent-vingt à deux-cent mètres de long, soit l'équivalent d'une quinzaine de places de parking.

D'autres actions peuvent également être mises en œuvre pour réduire l'empreinte environnementale des sites de forage : localisation de ces sites dans d'anciennes carrières ou sur des friches industrielles, installation des têtes de puits dans des dépressions naturelles ou artificielles, installation de rideaux d'arbres, etc.

### **3.2 Les nouvelles technologies de stimulation au propane pur ou au propane non inflammable n'utilisent ni eau ni additifs chimiques**

Le rapport de l'OPECST<sup>49</sup> sur les techniques alternatives à la fracturation hydraulique, paru en juin 2013, décrit la stimulation au propane dans les termes suivants :

**« La stimulation au propane est aujourd'hui la technologie alternative à la stimulation à base d'eau la plus développée. Elle est mise en œuvre industriellement ce qui n'est pas le cas des autres techniques, évoquées plus loin, qui font l'objet de recherches, voire d'expérimentations, mais ne sont pas utilisées à grande échelle.**

....

<sup>48</sup> Entre 100 et 200 pour le Bassin parisien et 200 à 700 pour le bassin du sud-est

<sup>49</sup> Office Parlementaire des Choix Scientifiques et Technologiques

Le principal avantage de la stimulation au propane est évidemment de ne pas faire usage d'eau. Ce non recours à l'eau permet d'éviter les conflits d'usage et les questions relatives au retraitement de grandes quantités d'eau polluée.

La stimulation au propane peut, de surcroît, être réalisée sans ajout de produits chimiques au fluide de fracturation. C'est ce que propose ecorpStim. Le fluide est alors composé uniquement de propane et de proppant (sable ou céramique).

**La stimulation au propane peut, dans certains types de réservoirs, être plus productive que la stimulation à l'eau.**

...  
**Le fluide de fracturation au propane est réutilisable à 95 %,** tandis que seulement 30 à 80 % de l'eau injectée dans une opération de fracturation hydraulique est récupérée.

**Enfin, la stimulation au propane nécessite moins d'équipements** en raison d'une part, d'une densité moindre du propane par rapport à l'eau (permettant l'utilisation de volumes moindres) et, d'autre part, de possibilités accrues de recyclage, réduisant les besoins en transport.

...  
**Le principal inconvénient de cette technologie est qu'elle implique la manipulation de quantités importantes (plusieurs centaines de tonnes) de propane inflammable en surface.**

...  
Afin de prévenir les risques industriels, les compagnies utilisatrices de propane mettent en place des **procédures de sauvegarde automatiques** ainsi qu'un **contrôle à distance des opérations**, isolées par de multiples couches de protection (valves de sécurité, talus, périmètre autour de la zone d'opération). Les équipements les plus récents utilisés par ecorpStim permettent de ne stocker que de faibles volumes de propane sur le site. Cette entreprise prévoit, par ailleurs, de proposer prochainement **une technologie utilisant un fluide à base de propane non inflammable.** »



Le Ministère du Redressement Productif a pris l'attache de la société américaine eCorp, qui maîtrise la technologie de la stimulation au propane, afin de mener une expertise approfondie de cette nouvelle technologie. Le rapport (cf. annexe) réalisé par le Conseil Général de l'Économie, de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies (CGEJET) pour le Ministère du Redressement Productif en février 2013, arrive à des conclusions similaires à celles de l'OPECST. La stimulation au propane permet de supprimer tous les problèmes liés à l'usage de l'eau – puisqu'elle n'en utilise pas – et réduit notablement les flux logistiques. Elle permet également de se passer d'additifs chimiques, éliminant ainsi une seconde source de préoccupations. Ce rapport souligne également les risques intrinsèques évidents liés à l'utilisation du propane, tout en soulignant que ces risques peuvent être maîtrisés.

Pour pallier les risques d'inflammabilité, la société ecorpStim a développé au cours de l'année 2013 la technologie utilisant du **propane non-inflammable** (« **NFP** » pour « **Non Flamable Propane** ») et a présenté cette innovation à l'OPECST, qui en a rendu compte dans son rapport définitif paru le 27 novembre 2013.

La stimulation NFP conserve tous les avantages de la stimulation au propane pur (pas d'eau, pas d'additifs chimiques) tout en supprimant les risques liés au caractère inflammable du propane.

L'OPECST décrit cette nouvelle technologie comme suit :

**« Une innovation : le propane non inflammable**

D'après les informations fournies par ecorpStim, le propane non inflammable (non flammable propane ou NFP) est une forme fluorée de propane, l'heptafluoropropane, dans lequel 7 atomes d'hydrogène (H) sont remplacés par du fluor (F).

Comme dans la formule au propane pur, le **NFP est utilisé sans eau ni additifs et le fluide de fracturation peut-être récupéré quasi intégralement**, sous forme gazeuse. Ce recyclage contribue à compenser le prix très élevé de cette substance.

**L'utilisation d'une forme de propane non inflammable permet de supprimer à 100 % les risques industriels** liés à l'utilisation de propane traditionnel (risque d'incendie, risque d'explosion). Le renforcement de la sécurité est valable pour toutes les étapes de la chaîne d'opérations :

- sur les routes, au cours du transport du fluide de stimulation ;
- sur la plateforme d'exploration ou d'exploitation ;
- sur site ou en entrepôt, pour le stockage.

Le fluide utilisé étant non inflammable, les sites de forage ne sont pas soumis à la classification Seveso.

Le NFP affiche des performances optimales sur tous les critères déterminant l'intérêt d'un fluide pour la stimulation de la roche (tension de surface, viscosité, densité). Il est aisément dissociable des autres composants du gaz naturel extrait du puits, notamment le propane et le butane, qui sont les molécules les plus proches du NFP.

**Le NFP est une substance utilisée dans le domaine médical et pour l'extinction des feux. Il a été développé pour son absence d'effet sur la couche d'ozone.** Il s'agit de l'une des substances développées au cours des dernières décennies pour remplacer les chlorofluorocarbones (CFC) à fort effet sur la couche d'ozone. Son innocuité est démontrée, l'heptafluoropropane étant déjà largement utilisé comme propulseur pour les aérosols de produits pharmaceutiques et comme agent anti-incendie dans le bâtiment ».

D'autres avantages sont associés à la stimulation au propane pur / non inflammable, le remplacement de l'eau par du propane entraînant une réduction :

- de l'emprise au sol en surface ;
- du nombre d'équipements requis ;
- du nombre de camions pour le transport ;
- des volumes de fluides requis ;
- ainsi que du temps nécessaire pour réaliser une stimulation (entre 1/3 et 1/10ème).

Enfin, la diminution du volume de fluide nécessaire pour effectuer une opération de stimulation (1/10e à 1/30e de celui requis pour l'eau) permet d'ajouter un tubage supplémentaire au sein du puits, renforçant la protection du puits, et réduisant considérablement les risques de vibrations contre le coffrage (couche de ciment) au cours de la phase de stimulation.

### **3.3 Le microforage, couplé à la stimulation au propane, limite la surface au sol**

Les forages d'exploration d'hydrocarbures étaient jusqu'à présent, pour l'essentiel, réalisés au même diamètre que les forages de production : chaque forage d'exploration était ainsi susceptible, s'il aboutissait à une découverte, de devenir un forage de production.

La société eCorp préconise, pour l'utilisation de la stimulation au propane (pur / non-inflammable) de recourir à des forages de diamètre beaucoup plus faible, ou « microforages », optimisés pour l'exploration. Ces forages, dont le diamètre de l'ouverture au sol serait d'une vingtaine de centimètres au lieu d'une soixantaine<sup>50</sup> pour un forage standard, permettraient de mobiliser pendant la phase de forage une surface au sol quatre fois plus faible, et de réduire les flux logistiques (dans la mesure où les moyens à mobiliser sont en grande partie proportionnels au diamètre du forage).

### Conclusion sur les évolutions technologiques

La « révolution des gaz de schiste » aux USA ne résulte pas d'une révolution technologique, mais de la combinaison et de l'amélioration de deux éléments connus antérieurement : le forage horizontal et la fracturation hydraulique, puis de leur application systématique à l'exploration et la production des hydrocarbures non-conventionnels.

La stimulation au propane non-inflammable et le microforage représentent, eux aussi, une combinaison de techniques déjà pratiquées : la stimulation au propane a été pratiquée plusieurs milliers de fois en Amérique du Nord, la fluoration du propane est une technique classique d'élaboration de gaz anti-incendie, le microforage est la transposition aux hydrocarbures d'une technique de forage déjà utilisée pour la recherche géologique de gisements de métaux.

Dans la mesure où elles n'utilisent ni eau ni additifs chimiques, ces nouvelles techniques permettent d'éliminer de façon radicale et définitive les craintes environnementales qui y étaient associées (inquiétudes sur le devenir des additifs, tension sur la ressource en eau, traitement des rejets).

Combiner plusieurs de ces techniques entre elles pour élaborer un programme de recherche (prospection préliminaire) avec zéro atteinte environnementale, susceptible de déboucher sur un programme de prospection/production à impact maîtrisé peut représenter un pas supplémentaire dans la maîtrise des effets de la prospection des hydrocarbures sur l'environnement.

On peut ainsi, au-delà des actions administratives et réglementaires déjà connues pour la maîtrise des risques, contribuer à changer la donne pour ceux qui résident dans les territoires potentiellement concernés.

## 4. Les enjeux pour la France : données physiques, perspectives économiques

### 4.1 Les données du problème

Le rapport d'étape publié par l'OPECST le 5 juin 2013 sur « les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels » mettait en exergue les constats suivants :

*« Les ressources mondiales en hydrocarbures non-conventionnels ne font l'objet que d'estimations sommaires. Les réserves – qui, par rapport aux ressources, dépendent au surplus des conditions économiques en vigueur – sont encore plus difficilement appréhendables. C'est pourquoi les estimations publiées fluctuent régulièrement, dans les pays qui explorent leurs réserves, par exemple en Pologne, où elles ont été revues à la baisse, et aux États-Unis, où elles ont, au contraire, été récemment réévaluées à la hausse. »*

*Au-delà de ces fluctuations, il est néanmoins communément admis que l'exploitation des ressources non-conventionnelles est à l'origine d'une véritable révolution énergétique mondiale (...)*

*« Le bassin parisien présente un potentiel de production d'hydrocarbures liquides. Environ 2 000 forages ont été réalisés à ce jour dans ce bassin, qui est donc bien connu. Ces forages permettent de suspecter la présence d'une roche-mère prolifique » (...)*

*« Le bassin du sud-est (Cévennes, Ardèche) présente un potentiel de production de gaz. Ce « bassin » n'en constitue pas vraiment un du point de vue géologique. Il est plus complexe que le bassin parisien et moins bien connu puisqu'une trentaine de forages seulement y ont été réalisés »*

Ces constats, et l'émotion que la fracturation hydraulique a suscitée dans le corps social, dessinent la problématique suivante:

- **physiquement**, de bonnes raisons existent de considérer la présence de ressources très significatives en France, notamment de pétrole de schiste dans le bassin parisien et de gaz de schiste dans le bassin du Sud-est. Les données disponibles permettent de définir quelle serait – si l'ampleur de la ressource est confirmée – la taille d'ensemble des exploitations correspondantes. L'ampleur précise des ressources ne peut néanmoins être confirmée – ou infirmée – que par un programme de recherche et d'exploration ;

- **au plan environnemental**, l'émergence de nouvelles technologies d'exploration et d'exploitation permet de maîtriser les enjeux environnementaux et notamment de faire disparaître les problèmes liés à l'usage de l'eau et des additifs chimiques. On peut par ailleurs rappeler qu'une production supplémentaire de gaz, ne viendra pas réduire la part des énergies non carbonées dans la consommation française, elle viendra se substituer à d'autres énergies carbonées qui sont aujourd'hui importées en quasi-totalité par la France (facture énergétique pesant 40 milliards d'euros dans le déficit commercial du pays fin 2012) ;
- **économiquement**, l'impact notamment en termes d'emplois, dépend de l'ampleur des ressources et de leur rythme d'exploitation, mais également de l'utilisation qui est faite de la marge correspondante (la différence entre le coût de découverte et de production et le prix de vente) : l'effet sur l'emploi n'est par exemple pas le même selon que cette marge est utilisée exclusivement à résorber la dette publique ou se trouve, en tout ou partie, réinjectée dans l'économie (pour financer la transition énergétique et pour soutenir la compétitivité industrielle par exemple) ;
- **sur ces bases**, si la décision de réduire les incertitudes est prise, les capacités des industriels et de la collectivité peuvent être regroupées sous l'égide d'une entité nationale dont la priorité serait d'expérimenter les nouvelles technologies disponibles tout en évaluant précisément l'ampleur de la ressource disponible.

## 4.2 Des données physiques qui doivent être confirmées

### 4.2.1 Les certitudes : une couche géologique de grande épaisseur et de forte extension dans le Bassin parisien, dotée d'un « contenu organique » prometteur

La Bassin parisien présente des similitudes avec le gisement américain dit du « Bakken shale ». Il s'en distingue en revanche par l'épaisseur des couches de « roche mère ». Celles-ci, réparties en trois niveaux successifs (les « schistes carton », le « domérien » et le « sinémurien/lotharengien »), ont une épaisseur totale de 90 à 160 mètres, soit deux à quatre fois plus que l'épaisseur de roche mère du Bakken shale. Le contenu organique de la roche mère dans les deux gisements et le niveau de maturité étant similaire, cela laisse espérer un potentiel largement supérieur à celui de ce gisement américain.

L'ordre de grandeur des ressources en place est ainsi estimé aux alentours de 16 milliards d'équivalents barils de pétrole, ce qui correspondrait à plus de 26 ans de notre consommation nationale (la consommation annuelle de pétrole par la France était en 2011 de 83 Mtep<sup>51</sup> de produits pétroliers par an, soit l'équivalent de 600 millions de barils). La proportion de cette ressource qui est effectivement récupérable dépendra des technologies employées et des caractéristiques détaillées de la roche, notamment pour ce qui est de sa réaction aux stimulations (caractéristiques qui ne peuvent être connues qu'en réalisant des essais).

Le bassin du Sud-est est considérablement moins exploré. On sait néanmoins, à partir des forages qui y ont déjà été réalisés, que le Lias, qui contient la roche mère, dispose aussi d'une épaisseur de roche mère de plusieurs centaines de mètres, avec un contenu en matière organique très riche. L'importance du réseau de fractures naturelles rend le modèle géologique plus difficile à apprécier, mais d'autres bassins pétroliers en exploitation, notamment le bassin de Neuquén en Argentine, présentent des réseaux de failles similaires.

#### **4.2.2 Les incertitudes à lever : exploitabilité physique du gisement, modalités pratiques d'exploitation**

Le rapport de l'OPECST cité ci-dessus rappelle les incertitudes sur le potentiel des gisements, qui peuvent conduire à de fortes révisions tant à la hausse qu'à la baisse : ainsi, l'an dernier, tandis que le potentiel des gisements polonais a été revu à la baisse à la suite d'un début d'exploration, celui des gisements américains, ainsi que celui des gisements britanniques, étaient revus à la hausse.

Tant qu'aucun forage dédié aux hydrocarbures non-conventionnels n'aura été réalisé, l'incertitude sur l'exploitabilité physique du gisement<sup>52</sup> et sur la performance potentielle des techniques utilisables subsistera.

<sup>51</sup> Mtep = millions de tonnes équivalent pétrole, une unité d'énergie d'un point de vue économique et industriel

<sup>52</sup> En Pologne, certains gisements se sont avérés inexploitable par suite notamment de la présence d'argile dans les schistes, présence qui était connue, mais dont l'ampleur et les conséquences avaient été sous-estimées.

### **4.3 L'impact économique attendu de l'exploitation des gaz et huiles de schiste**

#### **4.3.1 Les données du problème**

**La perspective de bénéfices économiques liés à l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels est déterminante.**

Dès lors qu'une réponse satisfaisante pourra être apportée à la question de la technologie employée pour exploiter les hydrocarbures non-conventionnels, l'ampleur des bénéfices économiques attendus pourrait être un puissant facteur d'adhésion à un projet d'exploration des gaz et huile de schiste en France.

Or depuis des mois, au-delà des aspects environnementaux, promoteurs et détracteurs des gaz de schistes s'affrontent sur la mesure de cet impact économique. Les premiers seraient tentés d'y voir une solution quasi-miraculeuse à tous les problèmes économiques du pays, tandis que les seconds récusent tout effet bénéfique.

Le travail conduit par le Ministère du Redressement Productif a permis de débattre de façon contradictoire entre experts indépendants et industriels sur les hypothèses techniques sous-jacentes. Les hypothèses à partir desquelles les scénarios présentés ci-dessous ont été bâtis pour évaluer l'impact macro-économique de l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels, font l'objet d'un consensus.

**L'impact macro-économique de l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels dépendra principalement du niveau réel des ressources potentiellement récupérables. Avec l'appui d'experts publics et la comparaison de banques de données publiques et privées, des scénarios ont été construits.**

L'impact économique de l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels est directement lié au volume de production qui en découle.

L'estimation de ce niveau de production dépend de l'évaluation ex-ante (en l'absence de forages tests) des ressources potentielles, sur la base de caractéristiques géologiques connues du sous-sol, et de la part de ces ressources qui est supposée être techniquement récupérable, compte tenu de contraintes diverses (géographiques, environnementales, techniques, etc.).

Les données publiques concernant les ressources en hydrocarbures non-conventionnels proviennent de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE). Elles sont basées sur des informations publiquement disponibles dans la littérature mais dont l'AIE reconnaît elle-même qu'elles sont le plus souvent très approximatives et très incomplètes. C'est notamment le cas pour les données concernant les ressources françaises. En effet, ces données publiques sont calculées en se basant sur des données géologiques connues et par extrapolation avec des bassins déjà exploités. A chaque mise à jour, le potentiel en hydrocarbures non-conventionnels peut donc être revu à la hausse ou à la baisse, en fonction de l'amélioration des connaissances des bassins explorés (cas de la Pologne ou de la Grande-Bretagne récemment) ou en fonction de modification des modèles théoriques d'extrapolation.

Les opérateurs privés qui investissent pour générer des informations à haute valeur ajoutée en sont les uniques détenteurs au moins dans les phases amont d'un projet d'exploration. Les puits tests à partir desquels ces informations exclusives – profondeur, formations rencontrées, vitesse de forage, carottes, etc. - sont obtenues grâce à des sondages d'exploration s'appellent des « tight holes ».

Afin de compléter les données sur le potentiel en France, le Ministère du redressement productif a réuni des experts publics et privés pour concaténer et fiabiliser les banques de données existantes.

Au-delà de la prise en compte des caractéristiques géologiques, les hypothèses qui ont été construites intègrent les résultats des technologies les plus récentes qui permettent d'augmenter significativement les rendements par puits : multiplication du nombre de drains latéraux, allongement de ces drains latéraux dans des proportions importantes, réalisation d'un plus grand nombre d'étapes de fracturation par drain latéral<sup>53</sup>, utilisation de nouveaux agents de soutènements (sable, céramique...) <sup>54</sup>.

C'est donc à partir de l'ensemble de ces informations que l'OFCE (cf. annexes) a réalisé ses projections macroéconomiques, en utilisant le modèle Sherpa.

53 La société d'analyse économique IHS soulignait ainsi dans un rapport récent que la société Cabot a pu multiplier par deux sa production par puits dans le gisement du Marcellus shale, en accroissant la longueur de ses forages horizontaux et en procédant à un nombre plus élevé d'étapes de fracturation sur chaque drain latéral.

54 Publication présentée au « SPE annual technical conference and exhibition » qui s'est tenu à la Nouvelle Orléans en Louisiane du 30 septembre au 2 octobre 2013, relative à l'augmentation de rendements liés à l'utilisation de nouveaux proppants à base de céramique.

**Les hypothèses de production qui ont été retenues sont à la fois éclairées, prudentes et réalistes.**

Deux scénarios ont été construits donnant une fourchette la plus probable pour la production de gaz de schiste et d'huile de schiste, l'un qualifié de « probable » et l'autre de « pessimiste ». Ces deux scénarios diffèrent uniquement par le nombre de puits forés et donc par les hypothèses de ressources techniquement récupérables.

**Scénarios gaz de schiste (principalement Bassin du Sud-Est)**

***NB - à propos de l'unité de mesure : Les milliards de pieds cubes (billion cubic feet, BCF, ou trillion cubic feet, TCF) sont utilisés pour mesurer les volumes de le gaz naturel. Pour du gaz de qualité commerciale, le facteur de conversion sera de  $1 \text{ G.m}^3 = 35,3 \text{ BCF}$ .***

Dans le scénario « probable », la production de gaz de schiste est de 67 000 BCF sur 30 ans (ce qui correspond à 49% des ressources techniquement récupérables) alors qu'il n'est que de 19 000 BCF dans le scénario « pessimiste » (14% des ressources techniquement récupérables).

En supposant que la consommation française de gaz reste constante sur la période, **cette production correspondrait à 170 % de notre consommation de gaz en moyenne sur 30 ans, dans le scénario « probable », et à 50 % de dans le scénario « pessimiste ».**

En fonction du scénario retenu, les forages s'arrêtent au bout de 15 ou 17 ans après le début de la production, ce qui correspond également au pic de production.

Dans les deux scénarios, la production finale par puits (ou Estimated Ultimate Recovery – EUR) varie de 3,5 BCF à 5 BCF.

La différence entre les deux scénarios est le nombre de puits forés (drains latéraux) qui est d'environ 14 000 dans le scénario « probable » ce qui correspond à 700 plateformes<sup>55</sup>, et de 4 000 dans le scénario « pessimiste », soit environ 200 plateformes.

<sup>55</sup> Nous retenons une moyenne de 20 puits par plateforme

#### **Scenarios huile de schiste (principalement Bassin parisien)**

Dans le scénario « probable », la production d'huile de schiste représente 2 milliards de barils sur 30 ans (12% des ressources techniquement récupérables), alors qu'elle est de 1,07 milliard de barils dans le scénario « pessimiste » (6% des ressources techniquement récupérables)<sup>56</sup>.

En supposant que la consommation française de pétrole reste constante sur la période, **cette production correspondrait à 13 % de notre consommation de pétrole en moyenne sur 30 ans, dans le scénario « probable », et à 6,5 % de dans le scénario « pessimiste ».**

Les forages s'arrêtent au bout de 21 ans après le début de la production. Les puits d'huiles de schiste déclinant plus rapidement que leurs homologues produisant du gaz, il faut forer sur une plus longue période pour maintenir l'exploitation sur 30 ans.

La production finale (EUR) par puits est de 500 000 barils dans les deux scenarios.

La différence essentielle entre les deux scenarios réside dans le nombre de puits forés (drains latéraux) qui est proche de 4 000 dans le scénario « probable », ce qui correspond à 200 plateformes, et de 2 100 dans le scénario « pessimiste », soit une centaine de plateformes.

#### **4.3.2 Les résultats**

**Les bénéfices économiques attendus d'une exploitation des hydrocarbures non-conventionnels en France sont très importants, et permettraient de contribuer très significativement au redressement économique du pays.**

##### ***Rappel des hypothèses économiques retenues pour les simulations réalisées par le modèle OFCE***

Les projections qui ont été réalisées prennent comme hypothèses que la filière « gaz et huile de schiste » est domestique à 66%, et que le taux d'actualisation réel (hors inflation) est de 4%.

Par ailleurs, les prix réels du gaz et de l'huile (hors inflation), sont supposés constants sur toute la période de projection.

<sup>56</sup> En raison de la viscosité de l'huile et des forces capillaires, l'huile ne remonte pas aussi facilement que le gaz à partir des fractures créées dans la roche. En conséquence, le pourcentage de ressources récupérables est plus faible que pour le gaz.

Enfin, on considère que la rente qui est dégagée par l'exploitation du gaz et de l'huile de schiste est consacrée pour un tiers à l'investissement public pour la transition énergétique, un tiers à la réduction des prélèvements obligatoires pour les entreprises et les ménages, et un tiers à la réduction de l'endettement public.

#### *Les bénéfices attendus de l'exploitation du gaz de schiste*

Selon les projections de l'OFCE sur la base des 2 scénarios expertisés par l'IFPEN, l'exploitation du gaz de schiste permettrait de dégager sur 30 ans une rente (valeur actuelle nette - VAN) de 224 milliards d'euros<sup>57</sup> dans le scénario considéré comme « probable », le scénario « pessimiste » générant 66 milliards d'euros<sup>58</sup>.

Pour le scénario « probable », l'augmentation du PIB serait de 1,3% en moyenne par an sur 30 ans (avec 3% au pic de production en année 15), contre 0,7% d'augmentation du PIB en moyenne par an pour le scénario « pessimiste » (avec 1,8% au pic de production en année 17). Quel que soit le scénario retenu, le profil des gains à attendre sur le PIB n'est pas linéaire. Ces gains sont moins importants au cours de cinq premières années d'exploitation, puis ils augmentent très fortement ensuite jusqu'au pic de production (entre la 15<sup>ème</sup> et la 17<sup>ème</sup> année selon le scénario retenu), avant de décroître très nettement après le pic.

Le solde commercial serait amélioré de 0,6 points de PIB en moyenne par an sur 30 ans dans le scénario « probable » (1,35 points de PIB au pic de production) grâce à la substitution du gaz importé par du gaz produit sur le territoire national, et de 0,3 points de PIB en moyenne par an dans le scénario « pessimiste » (0,75 points au pic de production).

Enfin, la dette publique serait réduite de 14,5 points de PIB au bout de 20 ans dans le scénario « probable », et de 6 points de PIB au bout de 15 ans dans le scénario « pessimiste ».

#### *Les bénéfices attendus de l'exploitation de l'huile de schiste*

Les projections de l'OFCE sur la base des 2 scénarios expertisés par l'IFPEN montrent que l'exploitation de l'huile de schiste permettrait de dégager une rente (valeur actuelle nette) de 70 milliards d'euros<sup>59</sup> sur 30 ans dans le scénario considéré comme « probable », et de 37 milliards<sup>60</sup> dans le scénario « pessimiste ».

---

57 300 milliards de dollars  
58 85 milliards de dollars  
59 89 milliards de dollars  
60 48 milliards de dollars

L'augmentation du PIB serait de 0,4% en moyenne par an pour le scénario « probable » (0,5% du PIB au pic de production en année 10) et de 0,2% en moyenne par an pour le scénario « pessimiste » (0,3% au pic).

Le solde commercial serait amélioré de 0,2 point de PIB en moyenne par an (0,25 points au pic) pour le scénario « probable » grâce à la substitution du pétrole importé par du pétrole produit sur le territoire national, contre 0,1 point de PIB en moyenne par an (0,12 points au pic) pour le scénario « pessimiste ».

Enfin, la dette publique serait réduite de 3 points de PIB au bout de 20 ans dans le scénario « probable » (et de 1,6 points de PIB dans le scénario « pessimiste »).

**En synthèse, l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels en France (gaz et huile de schiste) permettrait de générer sur 30 ans une rente – valeur actualisée nette – de 294 milliards d'euros dans le scénario considéré comme « probable », contre 103 milliards d'euros sur 30 ans dans le scénario « pessimiste ».**

**Par ailleurs, cette exploitation entraînerait en moyenne sur 30 ans une hausse du PIB de 1,7 point par an, une réduction du déficit commercial de 0,8 point de PIB par an et, à l'horizon de 30 ans, une baisse de la dette publique de 17,5 points de PIB dans le scénario qualifié de « probable ». Dans le scénario « pessimiste », la hausse du PIB serait de 0,9 point en moyenne par an, la réduction du déficit commercial de 0,4 point en moyenne par an et la baisse de la dette publique de 7,5 points, à l'horizon de 30 ans.**

**Les projections en matière de création d'emplois sont également très importantes, et pourraient encore être revues à la hausse.**

L'estimation du nombre **d'emplois directs** créés par l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels est relativement aisée, dans la mesure où ces emplois sont étroitement liés au forage de nouveaux puits. Une fois la période de forage achevée, les créations d'emplois directs s'amenuisent rapidement, laissant subsister les emplois indirects.

Ainsi, on estime que dans le scénario qualifié de « probable », l'exploitation du seul gaz de schiste dans le bassin du Sud-est nécessite le forage d'environ 14 000 drains latéraux souterrains, générant près de 60 000 emplois directs au pic de production la 15<sup>e</sup> année.

Par ailleurs, l'importance des investissements mis en jeu implique un effet d'entraînement significatif sur le reste de l'économie qui permet de créer des **emplois indirects**, dont le nombre dépend de la part importée des consommations intermédiaires (matériel de forage, type d'aciers spécifiques, études géologiques spécialisées, etc.) qui sont nécessaires à la production des hydrocarbures de schiste.

Mais c'est surtout le nombre d'**emplois induits** qui est difficile à estimer, car il dépend de l'affectation de la rente, et nécessite la mise en œuvre de multiplicateurs budgétaires complexes. De ce fait, les projections économiques<sup>61</sup>, ne tiennent généralement pas compte des effets induits escomptés, ce qui entraîne mécaniquement une sous-estimation des résultats économiques notamment en termes d'emplois.

Dans la simulation réalisée par l'OFCE, l'utilisation de la rente a un impact positif sur l'emploi, à travers les gains de compétitivité réalisés par les entreprises (liées à la baisse des coûts de production), des investissements publics dans la transition énergétique, ou via la hausse de la demande liée aux gains de pouvoir d'achat, du fait de la baisse de la fiscalité sur les ménages.

**Selon les projections réalisées par l'OFCE, l'exploitation cumulée des gaz et huile de schiste en France permettrait de créer en moyenne 225 000 emplois directs, indirects et induits pendant 30 ans, dans le scénario considéré comme « probable ». Au pic de production, au bout de 15 années, le nombre d'emplois créés serait de 453 000<sup>62</sup>, soit entre 1,5 et 2 points de chômage en moins. Dans le scénario « pessimiste », ce sont en moyenne 120 000 emplois directs, indirects et induits qui seraient créés.**

61 Comme celle réalisées par Roland Berger Strategy Consultants - voir en annexe

62 400 000 liés à l'exploitation du gaz de schiste, et 53 000 pour l'exploitation des huiles de schiste

CONFIDENTIEL - EXEMPLAIRE N° 6

| Scenario   | Ressource        | Hypothèse de production sur 30 ans | Rente estimée (en Mds d'euros actualisés) |             | Impact attendu sur...                           |                               |                                                                 |                                                                |
|------------|------------------|------------------------------------|-------------------------------------------|-------------|-------------------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
|            |                  |                                    | sur 30 ans                                | soit par an | ... PIB (gains en pts de PIB en moyenne par an) | ... Emplois (gains en unités) | ... Balance commerciale (gains en pts de PIB en moyenne par an) | ... Dette publique (réduction en pts de PIB au bout de 30 ans) |
| PROBABLE   | Gaz de schiste   | 67 000 BCF                         | 224,1                                     | 7,5         | 1,3                                             | 190 000                       | 0,6                                                             | -14,5                                                          |
|            | Huile de schiste | 2 milliards de barils              | 69,7                                      | 2,3         | 0,4                                             | 35 000                        | 0,2                                                             | -3                                                             |
|            | TOTAL            | -                                  | 293,1                                     | 9,8         | 1,7                                             | 225 000                       | 0,8                                                             | -17,5                                                          |
| PESSIMISTE | Gaz de schiste   | 19 000 BCF                         | 66,4                                      | 2,2         | 0,7                                             | 100 000                       | 0,3                                                             | -6                                                             |
|            | Huile de schiste | 1,07 milliard de barils            | 37,2                                      | 1,2         | 0,2                                             | 20 000                        | 0,1                                                             | -1,6                                                           |
|            | TOTAL            |                                    | 103,6                                     | 3,4         | 0,9                                             | 120 000                       | 0,4                                                             | -7,6                                                           |

Evaluation de l'impact économique de l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels en France à partir des simulations du modèle Sherpa de l'OFCE sur la base des données MRP expertisées par l'IFPEN.

Sources : calculs Sherpa-OFCE, IFPEN

**Même si ces chiffres sont conséquents, ils pourraient encore être réévalués à la hausse.**

En effet, la Direction Générale du Trésor a réalisé une simulation à partir d'estimations de production issues de données publiques<sup>63</sup>. Cette projection a permis d'aboutir à un ratio de création d'emplois par unité de production (8,6 emplois pour 1 bcf de gaz de schiste produit). Cette simulation conclut à la création de 100 000 emplois à l'horizon de 20 ans.

En utilisant ce même ratio de création d'emplois et les scénarios établis dans le présent rapport, expertisés par l'IFPEN, une première estimation du nombre d'emplois créés conduit à 580 000 emplois dans le scénario probable, et 160 000 emplois dans le scénario pessimiste, soit des chiffres largement supérieurs à ceux rappelés ci-dessus.

Enfin, si l'on se réfère aux études américaines les plus récentes, notamment l'étude menée par ICF<sup>64</sup>, on considère que 30 000 à 60 000 emplois (directs / indirects / induits) sont créés pour chaque bcf/jour supplémentaire de gaz ou d'huile de schiste. Ainsi, toutes choses étant égales par ailleurs, en prenant la fourchette basse (30 000 emplois par bcf/jour) et en l'appliquant aux estimations de production décrites ci-dessus pour le seul gaz de schiste en France, on aboutit à la création de 560 000 emplois (directs, indirects et induits) pour le scénario considéré comme « probable », et de 159 000 emplois pour le scénario dit « pessimiste »<sup>65</sup>.

Ces estimations sont convergentes.

| OFCE                          | DG Trésor                     | Etude américaine ICF          | Roland Berger Strategy Consultants Données publiques |
|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|------------------------------------------------------|
| Scénarios MRP                 | Extrapolation scénarios IFPEN | Extrapolation scénarios IFPEN |                                                      |
| 225 000 (scénario probable)   | 580 000 (scénario probable)   | 560 000 (scénario probable)   | 180 000 au pic (scénario haut)                       |
| 120 000 (scénario pessimiste) | 160 000 (scénario pessimiste) | 159 000 (scénario pessimiste) | 60 000 au pic (scénario moyen)                       |

<sup>63</sup> En prenant comme hypothèse de production de gaz de schiste représentant 4 000 bcf sur l'ensemble de la période de 20 ans. Voir étude en annexe.

<sup>64</sup> Rapport publié par l'American Clean Skies Foundation, basé sur une analyse réalisée par ICF International : « Tech effects : how innovation in oil and gas exploitation is spurring the US economy » - octobre 2012.

<sup>65</sup> Le scénario « probable » correspond à 67 000 bcf, soit une production maximale de 18,7 Bcf/jour pour 14 000 puits - Le scénario « pessimiste » correspond à 19 000 bcf, soit une production maximale de 5,3 Bcf/jour pour 4 000 puits.

**D'autres impacts économiques majeurs liés à l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels ne peuvent pas être chiffrés à ce stade, mais doivent être pris en considération**

D'autres impacts économiques liés à l'exploitation des ressources françaises en gaz et huile de schiste ne peuvent pas être estimés avec précision à ce stade, mais certains exemples peuvent néanmoins être recensés.

Dans les hypothèses retenues, un tiers de la rente générée par l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels est consacrée à la réduction de la dette. Or la modélisation ne tient pas compte des effets potentiels de la baisse de la dette publique sur les taux d'intérêts souverains dont les effets sont difficiles à mesurer mais peuvent être significatifs.

Dans le modèle utilisé par l'OFCE, on considère que la création d'emplois est à zéro en début de période d'exploitation et revient à zéro en fin de période considérée. Or l'expertise qui aura été développée par les entreprises françaises pendant toute cette période continuera à produire ses effets, permettant à ces entreprises de se positionner très favorablement sur un marché mondial en forte expansion. (cf. annexe)

Enfin, la décision d'exploiter les ressources en hydrocarbures non-conventionnels permettra de maintenir et créer des emplois dans certains secteurs, particulièrement dans le raffinage ou la pétrochimie, qui font face à un différentiel de compétitivité de plus en plus grand avec les États-Unis<sup>66</sup>, et risquent d'être à terme perdus par délocalisation vers les États-Unis.

---

<sup>66</sup> Voir la note de l'IFRI sur « l'impact du développement du gaz de schiste aux États-Unis sur la pétrochimie européenne » - octobre 2013

| Scenario   | Ressource        | Impact attendu sur | 5 ans  | 10 ans  | 15 ans  | 20 ans  |
|------------|------------------|--------------------|--------|---------|---------|---------|
| PROBABLE   | Gaz de schiste   | PIB                | 0,3    | 1,9     | 3,0     | 1,2     |
|            |                  | EMPLOI             | 51 000 | 245 000 | 392 000 | 195 000 |
|            | Huile de schiste | PIB                | 0,4    | 0,5     | 0,5     | 0,4     |
|            |                  | EMPLOI             | 29 000 | 52 000  | 52 000  | 42 000  |
|            | TOTAL            | PIB                | 0,7    | 2,4     | 3,5     | 1,6     |
|            |                  | EMPLOI             | 80 000 | 297 000 | 444 000 | 237 000 |
| PESSIMISTE | Gaz de schiste   | PIB                | 0,3    | 1,5     | 1,7     | 0,3     |
|            |                  | EMPLOI             | 46 000 | 175 000 | 195 000 | 35 000  |
|            | Huile de schiste | PIB                | 0,2    | 0,3     | 0,3     | 0,2     |
|            |                  | EMPLOI             | 16 000 | 28 000  | 28 000  | 23 000  |
|            | TOTAL            | PIB                | 0,5    | 1,8     | 2       | 0,5     |
|            |                  | EMPLOI             | 62 000 | 203 000 | 223 000 | 58 000  |

*Evaluation de l'impact économique et en termes d'emplois de l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels en France à partir des simulations du modèle Sherpa de l'OFCE sur la base des données MRP expertisées par l'IFPEN.*

*Sources : calculs Sherpa-OFCE, IFPEN*

Même en retenant le scénario pessimiste, on arrive à des niveaux de création de richesse et d'emplois, comparables aux filières d'excellence française comme l'aéronautique (310 000 emplois directs et indirects) ou le nucléaire (220 000 emplois directs et indirects). La France a l'opportunité de constituer une nouvelle industrie d'excellence.

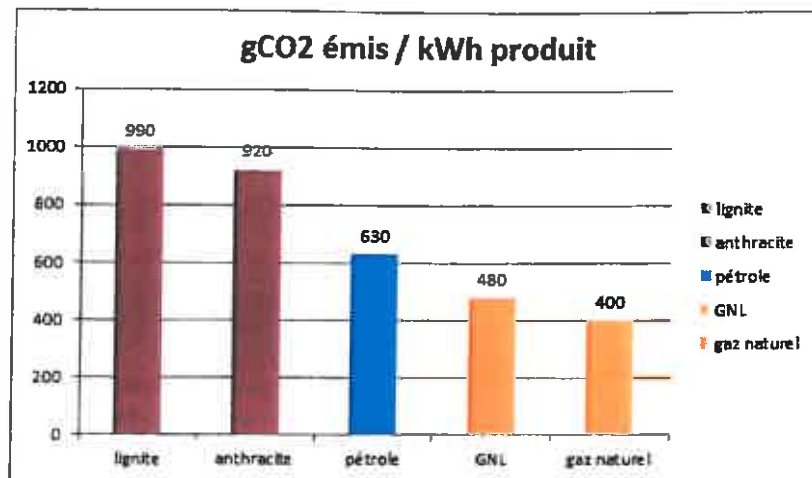
## **5. En se substituant à du gaz importé, le gaz de schiste produit en France peut contribuer de façon importante à la transition énergétique**

Les gaz de schistes ne sauraient être par nature en contradiction avec un scénario de transition énergétique. Il convient de rappeler que les émissions de gaz à effet de serre sont un phénomène planétaire et que ces émissions ne sont pas moins préoccupantes selon le lieu où elles sont émises. Ainsi, l'extraction d'énergie, l'utilisation de cette énergie pour transformer la matière à une conséquence identique en termes d'émissions de gaz à effet de serre quelle que soit la localisation de l'activité. La demande pour les produits finaux transformés et l'amélioration des processus de production sont les variables clés de la production de gaz à effet de serre.

Dans la mesure où les gaz de schiste en France entraîneraient essentiellement une localisation différente d'activité d'ores et déjà constatée dans les émissions de gaz à effet de serre mondiales (qui correspondent à la demande mondiale pour un produit manufacturé donné), ils ne sauraient être considérés comme ayant nécessairement et automatiquement un impact négatif sur la transition énergétique.

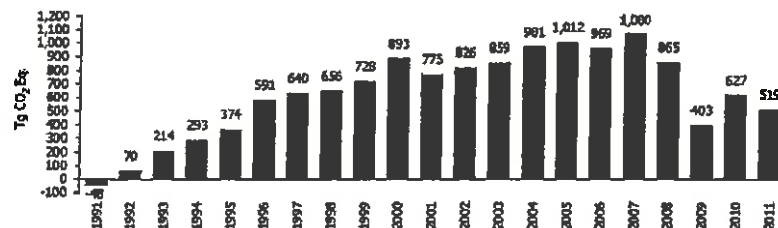
### **5.1 Aux Etats-Unis, la révolution du gaz de schiste a contribué à une réduction significative et spectaculaire des émissions de gaz à effet de serre**

Le développement de la production de gaz de schiste et la baisse du prix du gaz qui en a découlé aux Etats-Unis ont conduit la production d'électricité à basculer du charbon vers le gaz. Ceci a conduit, pour la première fois dans l'histoire, à une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> aux Etats-Unis, dans la mesure où les centrales électriques à gaz émettent, pour une production d'électricité donnée, 2 fois moins de CO<sub>2</sub> que les centrales électriques à charbon.



Emissions de CO2 en gCO2 par kWh produit, selon l'énergie utilisée pour cette production électrique (source : Agence Internationale de l'Energie)

Figure 2-3: Cumulative Change in Annual U.S. Greenhouse Gas Emissions Relative to 1990



Evolution des émissions de gaz à effet de serre par les USA (source : Environment Protection Agency)

Les émissions de CO2 aux États-Unis ont été réduites au cours des 5 dernières années de près de 400 millions de tonnes, pour revenir au niveau de 1992, c'est-à-dire 22 ans en arrière. Aucun autre pays dans le monde n'a connu une telle évolution aussi rapidement, et ce alors même que les États-Unis ne sont pas signataires du Protocole de Kyoto.

### **5.2 En France, la problématique est davantage celle de la substitution aux importations de gaz et de pétrole**

Le bouquet énergétique français a une plus faible contribution à l'effet de serre (notamment en raison de la part du nucléaire dans la production d'électricité) que le mix énergétique américain. La production d'hydrocarbures non-conventionnels sur le territoire français ne produira donc pas les mêmes effets que ceux observés aux États-Unis, en termes de baisse des émissions de gaz à effet de serre.

On peut toutefois noter qu'à l'échelle mondiale, il est à noter que l'impact de la substitution gaz-charbon dans le bouquet énergétique est une des pistes exploitées pour une tendance longue de développement compatible avec un réchauffement climatique contenu à 2 degrés.

Cette production nationale ne se traduira pas pour autant par une augmentation de la part des hydrocarbures dans le mix énergétique français. Elle viendra se substituer aux importations de gaz et de pétrole (avec les bénéfices associés sur la balance commerciale). Il n'y aura donc pas d'effet préjudiciable en matière de gaz à effet de serre.

### **5.3 L'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en France participera au financement de la transition énergétique, auquel pourrait être affectée une partie de la rente générée**

Une production nationale de gaz et huile de schiste permettrait de dégager des moyens substantiels pour financer la transition énergétique.

Si l'on se réfère aux projections économiques qui sont détaillées dans le chapitre précédent, la rente dégagée par l'exploitation d'hydrocarbures non-conventionnels pourrait atteindre entre 94,5 milliards d'euros sur 30 ans (scénario pessimiste) et 280 milliards d'euros sur 30 ans (scénario probable).

Si un tiers de cette rente est affectée au financement de la transition énergétique, se sont de 1,05 (scénario pessimiste) à 3,11 milliards d'euros par an (scénario probable) qui pourraient contribuer au financement de la transition énergétique : rénovation énergétique des bâtiments, investissement dans l'efficacité énergétique, financement des énergies renouvelables.

A titre de comparaison, la part du soutien aux énergies renouvelables dans la contribution au service public de l'électricité (CSPE) était de 3 milliards d'euros en 2013.

***5.4 En France, l'exploitation des gaz de schiste ne devra pas se traduire par un effondrement des prix comme aux Etats-Unis. Cet effondrement serait contraire à l'objectif de la transition énergétique***

Les gaz de schiste pourraient avoir un effet négatif sur l'émission de gaz à effet de serre s'ils entraînent une consommation nationale d'énergie fossile croissante ou s'ils freinent la conversion des investissements de long terme vers une économie bas-carbone caractérisée par une substitution progressive de certaines productions vers des productions moins polluantes en termes de processus et de produits. Ils seraient en quelque sorte un effet signal négatif sur l'impératif de la contrainte carbone.

Ces effets négatifs seraient notamment à attendre si l'exploitation des gaz de schiste en France conduisait à un effondrement des prix comme c'est le cas aux Etats-Unis.

Il faut d'abord noter que le droit minier américain à la différence du droit minier français favorise l'écroulement des prix constatés, dans la mesure où chaque propriétaire de terrain est propriétaire du sous-sol, favorisant une démultiplication erratique non-maîtrisée des capacités de production. Au contraire, le droit minier français favorise une logique de gestion par l'Etat des capacités de production.

Pour une maîtrise totale des flux de production et donc pour éviter un effet de baisse des prix, le choix devrait être fait de confier à un organisme public un monopole de l'exploration et de l'exploitation.

## **6. La France doit engager un programme de recherche et d'expérimentation sous l'égide d'un opérateur public, sur la base des nouvelles technologies d'exploration et d'exploitation**

Le développement des hydrocarbures non-conventionnels aux États-Unis, qu'on a appelé la « révolution du gaz de schiste », a littéralement changé la donne pour ce pays, en contribuant fortement à son redémarrage économique et à son renouveau industriel, tout en lui permettant de réduire ses émissions de gaz à effet de serre, et en accroissant son indépendance énergétique, modifiant ainsi les grands équilibres géopolitiques mondiaux.

Dans tous les pays où la présence de réserves importantes en gaz et huile de schiste est pressentie, les gouvernements réfléchissent aux meilleurs moyens de tirer profit de cette nouvelle opportunité. Près de nous en Europe, la Grande Bretagne et la Pologne mettent en œuvre des politiques fortement incitatives pour favoriser l'exploration et l'exploitation de leurs hydrocarbures non-conventionnels.

En France, les données géologiques disponibles attestent d'un très fort potentiel en huile et gaz de schiste, principalement dans le Bassin Parisien (pour l'huile) et dans le Bassin du Sud-est (pour le gaz) qui, s'il était confirmé, permettrait de générer des ressources considérables pour l'économie française, avec un impact majeur en termes de créations d'emplois. Mais tant que des recherches et un début d'exploration ne sont pas réalisés, l'ampleur réelle des ressources techniquement récupérables reste incertaine.

La France a fait le choix d'interdire la fracturation hydraulique, et l'opinion reste, à raison, sensible à l'utilisation de grands volumes d'eau et d'additifs chimiques. En revanche, un sondage récent<sup>67</sup> indique que 69% des français approuvent l'idée de mener des recherches pour trouver un mode d'exploitation des gaz de schiste qui soit compatible avec la protection de l'environnement.

Aujourd'hui, la technologie de la stimulation au propane, et en particulier au propane non inflammable, n'utilisant ni eau ni additifs chimiques, présente une réelle alternative permettant de répondre aux problèmes environnementaux posés par la fracturation hydraulique.

<sup>67</sup> Sondage exclusif TILDERLCI / OPINIONWAY pour la "Question de l'éco" du jeudi 6 février 2014 – voir en annexe

Sur la base de l'existence de cette nouvelle technologie, un programme de recherche et d'expérimentation pourrait être lancé. Il aurait pour objectif :

- de quantifier l'ampleur des ressources techniquement récupérables ;
- de confirmer sur le territoire national l'efficacité de la technologie de la stimulation au propane pur non-inflammable, testé en Amérique du Nord ;
- de confirmer le modèle économique d'exploitation sur la base de l'utilisation de cette nouvelle technologie.

**Afin de garantir la préservation de l'intérêt général, et conformément à la loi de juillet 2011, ce programme de recherche et d'expérimentation devrait être lancé sous l'égide d'un organisme public.**

Le choix politique de confier à un organisme public, chargé le cas échéant, si l'expérimentation était concluante, de l'exploration et de la production, et qui détiendrait un monopole sur les titres, permettrait notamment :

- de maîtriser le rythme de production ;
- de faciliter la captation de la rente générée par cette production, et notamment d'en flécher une partie vers le financement de la transition énergétique ;
- de garantir la mise en œuvre de pratiques respectueuses de l'environnement, tant en sous-sol qu'en surface ;
- de répondre au mieux aux enjeux de concertation, transparence et prise en compte des intérêts locaux ;
- d'assurer l'indépendance des analyses et des décisions des intérêts privés de l'industrie pétrolière.

**Très concrètement, la première phase d'un programme de recherche et d'expérimentation, se déroulerait sur une période d'environ 24 mois. Il aurait une empreinte au sol minimale, et consisterait en :**

- La réalisation d'études supplémentaires, en complément des données géologiques disponibles, et notamment l'acquisition de nouvelles lignes sismiques ;
- La réalisation de 4 micro-forages verticaux<sup>68</sup> par bassin (4 dans le Bassin Parisien et 4 dans le Bassin du Sud Est), suivis d'une stimulation de la couche de roche-mère par du propane.

---

68 Sans prolongement horizontal

Cette phase expérimentale représenterait un investissement d'environ 75 millions d'euros.

Cette phase expérimentale devra également prévoir la mise en place de toutes les mesures nécessaires pour la surveillance des enjeux environnementaux. L'ensemble des parties prenantes intéressé devra être en mesure de prendre connaissance en toute transparence et à chaque étape de la mise en œuvre de ce programme d'expérimentation.

Les paramètres géologiques utiles à la localisation des sites où seraient réalisés ces forages sont décrits ci-après :

#### Caractéristiques géologiques participant à la détermination des sites de forage

##### Bassin parisien

La zone de production la plus prometteuse d'hydrocarbures non-conventionnels du bassin parisien se situe à l'est de Paris. En effet, c'est là qu'on observe à la fois l'épaisseur de roche mère la plus importante et que les conditions de maturité de cette roche mère ont généré le plus de pétrole. Cette zone se divise en deux lobes, l'un situé au Nord Est et l'autre au Sud Est de Paris. Quatre puits pilotes qui seraient localisés dans cette zone permettraient de caractériser la productivité de ces deux lobes. Les trois premiers, devraient être situés le long de l'axe central du lobe nord est, permettraient de tester la variation de productivité pour des conditions de maturité variées. Le quatrième, qui devrait être foré au cœur du lobe sud, permettrait de vérifier le potentiel de ce lobe et de tester l'extrapolation des résultats issus des trois premiers puits du lobe Nord Est.

##### Bassin du Sud-est

En allant d'Ouest en Est, le bassin du Sud Est se compose de trois bassins de caractéristiques différentes: (1) le premier, le plus occidental, est large d'une cinquantaine de kilomètres et a subi peu d'événements tectoniques importants si ce n'est la surrection du Massif Central qui a permis de repositionner des roches mères très matures à des profondeurs actuelles raisonnables; (2) le second correspond à une zone centrale, large de 50 à 100 kilomètres qui a été modifié notamment par la surrection des Pyrénées dont l'impact est logiquement différencié selon que l'on se déplace du Sud au Nord; enfin (3) le troisième est situé le plus à l'Est. On distingue pour ces bassins deux roches mères, l'une formée au Lias et l'autre au Lias-Jurassique Supérieur. Réaliser quatre à cinq puits pilotes permettrait de caractériser ces trois régions en tenant compte des deux paramètres: l'âge des roches mères et la proximité aux Pyrénées, effet principalement ressenti dans la zone centrale du bassin.

*Les deux premiers puits pilotes (Puits 1 et Puits 2), pourraient ainsi être implantés dans la zone occidentale ils permettraient ainsi pour le premier de tester le potentiel de la roche mère du Lias dans la frange Ouest de la zone et, pour le second, qui serait situé le plus au centre de la zone, de tester le potentiel de la roche mère Lias-Jurassique Supérieur. Les deux puits suivants pourraient être forés dans la zone centrale; le troisième, foré au Nord de la zone, permettrait de reconnaître le potentiel de la roche mère Lias - Jurassique supérieur dans un contexte tectonique alpin tandis que le quatrième, situé plus au Sud de cette zone centrale reconnaîtrait le potentiel de cette même roche mère Lias-Jurassique Supérieur dans un contexte tectonique Pyrénéen. Enfin, un cinquième puits pourrait éventuellement être implanté dans la zone orientale pour tester le potentiel du Lias supérieur dans cette zone.*

En se projetant dans l'avenir, à condition que la phase expérimentale d'exploration préliminaire aboutisse à un succès, et si les pouvoirs publics le décident après débat avec l'ensemble des parties prenantes, l'exploration détaillée représenterait, dans un premier temps, quarante forages par bassin.

Si les résultats de la première phase sont confirmés par l'exploration détaillée, l'exploration / production complète de chaque bassin (respectivement le Bassin Parisien et le bassin du Sud-est) représenterait environ 400 plateformes de forage, au sein de chacune desquelles seraient réalisés environ quarante puits à extension horizontale souterraine.

On peut rappeler, à titre de comparaison, que 200 sites d'exploitation de pétrole sont à l'heure actuelle en fonctionnement dans le Bassin parisien.

## ANNEXES

**Annexe 1 :** Sondage IFOP – Le Monde – août 2012

**Annexe 2 :** Sondage Opinionway-Tilder-LCI – février 2014

**Annexe 3 :** Rapport CGEJET – *Note technique Exploitation des hydrocarbures de roche mère par stimulation au propane* – février 2013

**Annexe 4 :** Etude OFCE – *Evaluation macroéconomique de l'exploitation des gaz et huiles de schistes en France* – novembre 2013

**Annexe 5 :** Rapport Roland Berger – *Les hydrocarbures non conventionnels en France : la décision du Conseil Constitutionnel et après ?* – novembre 2013

**Annexe 6 :** Etude DG Trésor – *Enjeux économiques liés au développement des gaz non-conventionnels* – septembre 2012

**Annexe 7 :** Note DGCIS – *Positionnement de l'industrie française sur les hydrocarbures de roche mère* – mars 2014