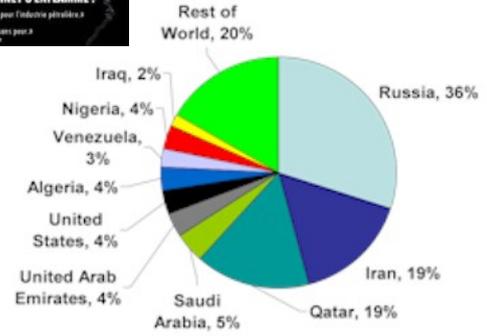
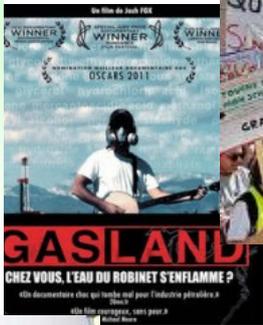
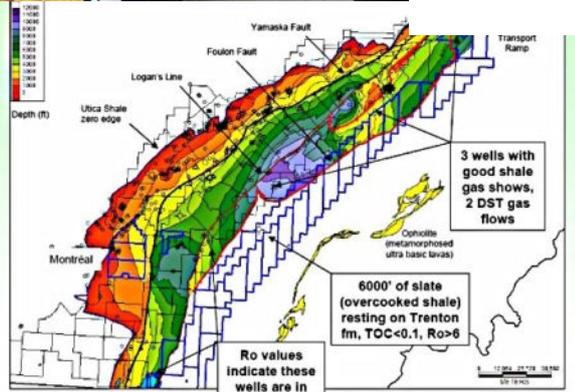
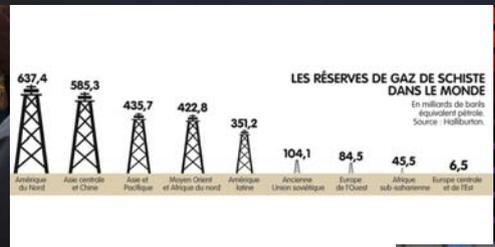


Risques environnementaux
liés à l'extraction des gaz de schiste

Dossier de synthèse documentaire
destiné au GIS Envirhonalp

Octobre 2011

Drill baby, drill !



Sommaire

Introduction : les enjeux	4
Technologies, glossaires, définitions	7
Les réserves mondiales de gaz de schiste.....	11
Risques, contraintes et conséquences de l'extraction (exploration/exploitation) des gaz de schiste.....	12
Tableau synthétique des risques.....	13
Situation en Amérique du nord	21
Etats-Unis	21
Canada-Québec	22
Mexique.....	23
Situation en Amérique du sud	23
Brésil	23
Argentine.....	23
Situation en Europe	24
Les bassins en Europe	24
France	24
Pologne.....	27
Allemagne	28
Danemark	28
Norvège.....	28
Suède	29
Ukraine	29
Royaume-Uni	29
Pays-Bas.....	29
Turquie	29
Situation en Asie Pacifique	30
Chine	30
Australie	30
Situation en Afrique	30
Afrique du sud.....	31
Libye.....	31
Algérie.....	31
Des questions qui restent en suspens :	31
Conclusion.....	31
Annexes.....	34
Annexe 1 : Liste des additifs chimiques. Extrait du rapport d'avril 2011 du comité de l'énergie et du commerce de la chambre des représentants (USA)	34
Annexe 2 : Lettre de mission au CGIET et au CGEDD sur l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste.....	51
Annexe 3 : Additifs utilisés dans les fluides de forage	53
Annexe 4 : Boues de forage : rôle, composition, typologie, circuit, caractéristiques	54
Annexe 5 : EIA, réserves mondiales de gaz naturel et gaz de schiste, données initiales (Tcf) et converties (Md m3).....	60

Introduction : les enjeux

Des enjeux stratégiques, géopolitiques et financiers.

Face à la fin annoncée des hydrocarbures d'accès aisé et peu coûteux (pétrole et gaz conventionnels - voir définition ci-dessous), aux hausses des prix du gaz naturel dans les années 2000, grâce aux progrès des techniques d'exploration et d'exploitation, la fracturation hydraulique et les forages horizontaux ont amélioré la rentabilité économique de la recherche et de la production des gaz de schiste.

Ces dernières années ont vu les recherches et la production des gaz de schiste progresser de façon extrêmement rapide. Un exemple : la production américaine de gaz de schiste a triplé entre 1996 et 2006.

Le potentiel gazier des schistes modifie ainsi la donne énergétique mondiale, non seulement en termes de volumes potentiels, mais il est également susceptible de faire baisser les coûts du gaz, de modifier les équilibres géostratégiques en empêchant les actuels états producteurs (Iran, Qatar, Russie) de dicter leurs prix sur le marché mondial de l'énergie à destination de l'Europe et des Etats-Unis entre autres. La manne est tellement prometteuse que les opérateurs industriels ont lourdement investi et espèrent un retour conséquent sur investissement.

Un état des lieux sur la question et les enjeux est disponible à cette adresse.

http://www.thegwpc.org/images/stories/gwpc-reports/Shale-Gas_4_May_11.pdf

Les enjeux, quelques données en volumes

Estimation¹ des réserves mondiales de gaz de schiste : 448 000 milliards (Md) de m³ (soit +/- 140 ans de la consommation annuelle actuelle de gaz naturel).

Amérique du nord : 106 400 Md m³

Amérique du sud : 58 800 Md m³

Europe : 14 000 Md m³

Afrique : 72 800 Md m³ (Afrique du Sud : 8 400 Md m³)

Chine : 16 800 Md m³

Asie du Sud-Est 170 800 Md m³

D'autres sources, celle de l'EIA (voir infra) font état de volumes différents. Voir annexe 5 du présent document. Les différences peuvent s'expliquer par le fait d'une part que ce sont des évaluations, d'autre part que ces calculs portent sur des réserves de gaz ou sur des réserves de gaz exploitables avec les techniques actuelles car les réserves de gaz de schiste ne sont pas exploitables en totalité.

Les enjeux environnementaux d'une énergie fossile non renouvelable

Les conséquences de l'exploitation sur l'environnement sont nombreuses : à partir des années 2010 les premiers problèmes aux Etats-Unis remontent sur le devant de la scène : fuites importantes de gaz dans l'atmosphère, contamination des nappes phréatiques, impacts sur la santé publique.... A la demande du congrès américain, l'Environmental Protection Agency

¹ Source AFP : http://www.youtube.com/watch?v=qzctdiXAUbw&feature=player_embedded

(EPA) a lancé une étude 2010-2012 sur les conséquences de la production des gaz de schiste sur les eaux potables et la santé publique.

Les contraintes sur l'environnement à la fois en terme de pollution à cause du procédé technique d'extraction, des restes de produits injectés dans les sols (qui servent à la fracturation et à la désorption du gaz) avec un risque de pollution des nappes phréatiques, des volumes d'eau mis en œuvre dans le processus de fracturation hydraulique, du traitement des effluents utilisés, et des rejets accidentels de gaz (méthane essentiellement) dans l'atmosphère (le CH₄ est un GES avec un potentiel de réchauffement 25 fois supérieur au Co₂), qu'en terme de risques encourus par les populations humaines ont amené à des controverses aux États-Unis, au Canada et plus récemment en France.

Le risque par pays est très variable à cause du degré d'avancement de l'exploration et de l'exploitation, en raison des techniques de forage, de la cimentation des puits, eux-mêmes liés à la législation sur les forages et sur le sous-sol (Etat propriétaire ou pas). Si les Etats-Unis produisent déjà du gaz de schiste avec 493 000 forages d'exploitation, l'Europe n'en n'est qu'à la phase d'exploration. Aucun site de production n'existe à l'heure actuelle

Pour la France, alors que le ministre Jean Louis Borloo venait d'autoriser les prospections de gaz de schiste sur le territoire français² (1^{er} mars 2010), la conjonction des risques encourus (même s'ils n'étaient pas tous clairement identifiés et connus), l'absence de communication publique sur le sujet (pas d'enquête d'intérêt public³) et la large diffusion du film Gasland a donné un écho particulier à ces questions et a fait réagir les opinions publiques et les acteurs associatifs et territoriaux.

Les pouvoirs publics français sont saisis du problème, la question des autorisations reste sensible. La loi du 13 Juillet 2011 interdit l'utilisation de la technologie de la fracturation hydraulique.

Par ailleurs, l'exploitation d'une ressource fossile est contradictoire avec une tendance lourde des gouvernements européens de s'engager vers une "réduction du recours aux énergies fossiles émettrices de GES" (cf. pour la France, lois dites "Grenelle I" et "Grenelle II", en particulier l'article 19 de la loi "Grenelle I"). On peut s'interroger enfin sur le sens d'un "toujours plus" d'exploitation d'une ressource dont chacun sait qu'elle n'est pas renouvelable sur des délais courts et dans le contexte d'une demande d'énergie en augmentation constante.

Enfin il est certain que des économies conséquentes peuvent être réalisées, tant du côté de la consommation que du côté de la production.

La Banque Mondiale (GGFR) a ainsi estimé à 150 milliards de m³ le volume annuel des gaz torchés ou rejetés dans l'atmosphère soit 25% de la consommation annuelle des gaz consommés au Etats-Unis ou 30 % de la consommation annuelle européenne.⁴ Comble de l'ironie, ce sont les pays en voie de développement (PVD) qui brûlent majoritairement ces gaz (85% des gaz torchés ou rejetés dans l'atmosphère sont le fait de PVD ou plus exactement de sociétés nationales ou multinationales implantées dans les PVD).

² Trois permis exclusifs sont donnés sur une surface totale de 9672 km², dans les départements de l'Ardèche, la Drôme, le Vaucluse, le Gard, l'Hérault, l'Aveyron et la Lozère, pour des durées de 3 à 5 ans.

³ L'absence d'enquête d'intérêt public est conforme aux procédures du code minier français de 1956.

⁴http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/ENVIRONMENT/0..contentMDK:21204220~menuPK:176751~pagePK:64020865~piPK:149114~theSitePK:244381_00.html

De même, des économies d'énergies pourraient être réalisées par une amélioration de l'efficacité énergétique des équipements privés, publics et industriels et par la réalisation des travaux d'isolation (recommandations du Grenelle de l'Environnement, Grenelle I et II⁵). Enfin tous les calculs sur le nombre d'années de consommation potentielle se basent sur une consommation croissante. Peut-elle raisonnablement l'être encore s'agissant de ressources énergétiques finies et non-renouvelables ? Ce travail n'a pas comme objectif de répondre à cette question, ni de participer au débat.

**Quel est le véritable bilan environnemental, quels sont les impacts avérés et supposés ?
Quelles sont les sources de données ?**

Ce travail dresse un bilan des connaissances scientifiques sur le sujet, à partir de l'analyse de documents accessibles sur le Web, de l'analyse des documents scientifiques en libre accès.

Les publications scientifiques disponibles dans la base de données PASCAL, si elles renseignent sur les aspects techniques, ne mettent pas en lumière des liens entre risque environnementaux avérés et extraction des gaz de schiste. La raison probable en est que nous ne possédons pas (encore ?) de volumes de données suffisants, ni le recul nécessaire pour des travaux de synthèse de phénomènes avérés sur le sujet, mais comme cette situation évolue chaque jour, les publications scientifiques pourront être mises à contributions ultérieurement. Par ailleurs, il faut admettre que les travaux internationaux publiés sur la fracturation hydraulique et les procédés liés sont peu nombreux.

On peut y voir plusieurs raisons. Seules les très grosses sociétés américaines ou multinationales comme Halliburton ou Schlumberger Limited (non exhaustifs) ont les moyens de mettre en action des plans de R&D sur le sujet puis d'industrialiser les procédés techniques. Mais, si les bases de données de brevets (INPI) font état de R&D abouties et qui débouchent effectivement sur des dépôts de brevets, ces derniers portent essentiellement sur les fluides de forage, pas ou peu sur la fracturation elle-même (fluide ou technique) ou sur la technique de forage horizontal. Ces domaines semblent bien être protégés par le secret industriel. Les recherches de nouvelles techniques sont réalisées, mises au point et transférées dans les secteurs industriel et productif, mais les processus techniques ne sont peu ou pas brevetés c'est-à-dire divulgués (et disponibles contre licences d'utilisation). Ils relèvent du secret industriel.

La France, mais ceci est valable également pour d'autres pays européens, ne possède pas d'expertise aussi forte en forage horizontal et en fracturation hydraulique⁶ que les sociétés engagées dans ces technologies depuis plusieurs décennies (Halliburton, par exemple, même si les sociétés Total et Schlumberger possèdent la technologie de forage horizontal), ni de formation poussée sur ces techniques puisque les réserves conventionnelles sont épuisées (Lacq par exemple) ou en passe de l'être (pétrole du Bassin parisien dont l'exploitation est aujourd'hui quasi confidentielle) et que, jusqu'à une date très récente, on ne connaissait pas les ressources potentielles en gaz de schiste. Ceci explique les alliances que de grands groupes pétroliers/gaziers lient avec des opérateurs techniques qui possèdent une expérience en la matière. Cette démarche permet de se positionner sur un marché de l'énergie et d'acquérir une expérience en la matière.

Les sources utilisées par ce travail sont nombreuses et signalées soit dans le corps du texte, soit le plus souvent en notes de bas de page. Ce sont principalement des rapports d'agences

⁵ En particulier on peut citer pour le G. I : le facteur 4 cad la division par 4 du rejet des GES; l'instauration de la norme 50 kWhEP/m²/an pour les constructions neuves (BBC) ; pour le G. II : Réduction des consommations d'énergie et de leur contenu en carbone.

⁶ Toutefois, il faut citer l'utilisation de la fracturation hydraulique dans le cadre du projet EGS : forages géothermiques profonds de Soultz-la-forêt <http://www.soultz.net/fr/>

nationales, d'instituts privés et publics, des rapports d'industriels du secteur, des sources d'agences d'information (AFP, Reuters, etc.), les bulletins de l'ADIT⁷.

Toutes les ressources citées dans ce rapport sont disponibles au grand public. Les liens ont tous été vérifiés et sont valides au jour de rendu de ce présent travail. Seules ont été utilisées les sources en langue française ou anglaise, les sources en autres langues qui ne comportent pas de version ou de résumé en français ou en anglais n'ont pas été exploitées par faute de compétence linguistique.

Technologies, glossaires, définitions

Les hydrocarbures sont formés à partir de la sédimentation de la biomasse, transformée en kérogène (qui deviendra la roche-mère). Par une action de pyrolyse sur le kérogène (à cause de l'action conjuguée de l'enfoncement dans le sol du kérogène et de l'augmentation de la température due à la géothermie) ce dernier évolue en différents combustibles : charbon pétrole, gaz naturel. Les sables et schistes bitumineux sont des hydrocarbures à pyrolyse inachevée.

Gaz conventionnel vs gaz non-conventionnel : Les notions de gaz conventionnelles ou non-conventionnelles ne font pas référence au gaz lui même ou à ses propriétés physico-chimiques, mais au mode d'extraction. Au gaz conventionnel présent dans des poches dans lesquelles il "suffit" de forer (forage vertical) pour aller chercher l'hydrocarbure (poches de gaz ou de pétrole et gaz), on oppose le gaz non-conventionnel : gaz présent dans les couches de charbon (gaz de charbon ou grisou), gaz de réservoir compact ou ultra-compact (tight gas), gaz de schiste, hydrates de gaz (ou hydrates de méthane).

Hydrocarbures conventionnels : L'élévation de la pression et la présence de zones de fractures naturelles provoquent la migration des hydrocarbures de la roche mère qui s'accumulent dans une zone perméable (roche réservoir) sur laquelle une couche imperméable (roche couverture) interdit la migration. Les hydrocarbures sont alors piégés et constituent des poches de gaz ou de pétrole et de gaz. Les hydrocarbures conventionnels sont extraits par forage vertical directement dans la poche d'hydrocarbures.

Hydrocarbures non-conventionnels : Les hydrocarbures issus de la transformation de la matière organique contenus dans des dépôts argileux sont devenus des schistes après enfouissement sous plusieurs couches sédimentaires et pyrolyse. Les hydrocarbures y sont piégés en place de façon diffuse et aléatoire dans la couche sédimentaire qui les abrite. Pour pouvoir les extraire de la roche, ils nécessitent un traitement technique spécifique qui augmente le coût de production.

On peut avoir du gaz de charbon (gaz de houille ou grisou), du gaz de réservoir compact ou ultra compact (tight gas), des huiles et gaz de roche mère (huile de schiste, gaz de schiste)

Extraction des hydrocarbures non conventionnels : Les hydrocarbures de roche mère sont dispersés au sein de la roche qu'il faut fissurer pour extraire les huiles et gaz qui s'y trouvent. Les "tight gas" sont accumulés dans un réservoir qu'il faut fracturer. L'extraction des gaz de houille nécessite également des opérations de fracturation.

⁷ <http://www.bulletins-electroniques.com/rechercher.htm>

Les schistes bitumineux (pour mémoire) sont des hydrocarbures à maturation inachevée. La pyrolyse est normalement achevée dans les couches profondes du sous sol. Pour les rendre utilisables comme hydrocarbures, ils doivent subir un traitement thermique dans des usines.

Gaz de schiste ou hydrocarbures de roche mère ? question de terminologie

Le rapport provisoire⁸ sur "les hydrocarbures de roche mère en France", demandé par le Mme le ministre N. Kosciusko-Morizet, a choisi de rester cohérent avec la lettre de mission. (Cf. annexe 2). C'est donc la notion de "gaz ou huile de roche-mère" qui a été retenue pour parler du gaz (et huile) de schiste et c'est cette terminologie qui est utilisée dans le pré-rapport. Toutefois, comme le vocabulaire journalistique, les informations utilisées dans les différentes sources y compris les données accessibles sur le site web de l'assemblée nationale française font largement état de la notion de "gaz de schiste", c'est ce dernier vocabulaire que nous utiliserons.

Gaz de schiste : Gaz naturel (méthane : C_H4) non-conventionnel produit à partir des couches de schistes ou de sables schisteux. A cause d'une perméabilité insuffisante des couches de schistes, l'exploitation traditionnelle par forage n'est pas possible, il est nécessaire pour pouvoir les exploiter de procéder à des forages directionnels (horizontaux) et à une fracturation hydraulique. Ceux exploités actuellement proviennent de roches du Paléozoïque et du Mésozoïque.

Fluide de forage : mélange de produits (eau + produits chimiques, liste en annexe 3) qui favorisent la lubrification de la tête foreuse et du puits et qui assurent le transport des résidus de forage (boues de forage) vers la tête de puits pour évacuation, traitement (tamisage, décantation, traitements mécaniques) et réutilisation éventuelle.

Fracturation hydraulique⁹⁻¹⁰ : procédé technique réalisé en association avec les forages (horizontaux et verticaux) destiné à créer ou agrandir¹¹ des fissures dans la roche afin de favoriser la circulation des fluides. Pour le gaz de schiste, il consiste à provoquer des micro fractures dans la roche qui contient le gaz (roche mère) par injection d'eau à très haute pression (+/- 600 bars) associée à des additifs dont les 2 fonctions principales sont 1) de maintenir ouvertes les micro-fractures : sables, céramiques, lubrifiants, etc. afin 2) de favoriser la désorption des produits souhaités de la roche mère (additifs chimiques). La fracturation hydraulique nécessite le forage de nombreux drains horizontaux (jusqu'à 20 de 1 à 4 km par puits). La première opération de fracturation hydraulique aurait été menée par la compagnie Halliburton aux Etats Unis (Kansas) en 1947.

Fluide de fracturation (fracturing fluid) : mélange d'eau + agents de soutènement (sables, céramiques spécifiques, résines) + cocktail chimique (liste en annexe 1) utilisés au cours de la fracturation hydraulique et destinés à fracturer la roche, à transporter les agents de soutènement dans les fissures, et à transporter les agents de désorption.

Associé à la fracturation hydraulique, le fluide permet d'ouvrir des fissures grâce à l'eau sous très haute pression, de les maintenir ouvertes (agents de soutènement associés aux agents chimiques) et de favoriser l'évacuation des fluides libérés : huiles et gaz (agents chimiques). La composition des cocktails chimiques utilisés relèvent le plus souvent du secret industriel.

⁸ Au 17/06/2011, le rapport définitif qui devait être disponible fin mai, n'est pas encore rendu public (source ministère)

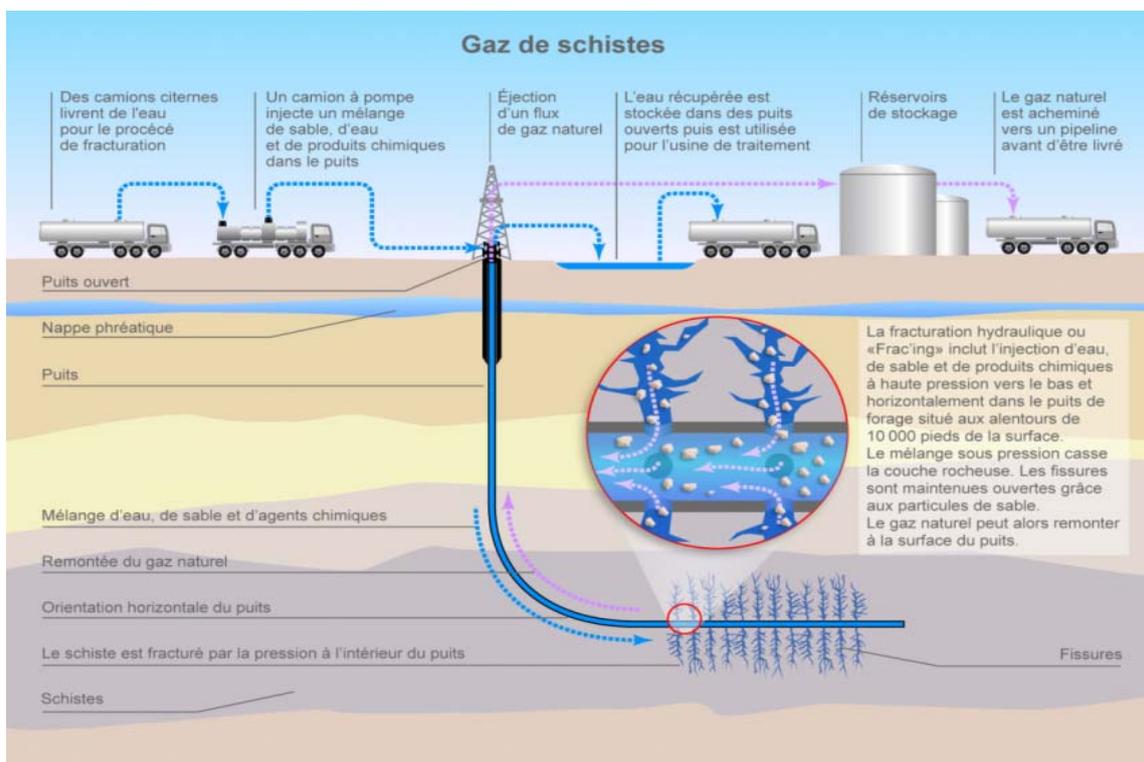
⁹ Animation de présentation de la technique : <http://www.youtube.com/watch?v=O0kmskvJFt0&NR=1>

¹⁰ <http://www.nytimes.com/interactive/2011/02/27/us/fracking.html?ref=us>

¹¹ La technique est utilisée également pour certains forages géothermiques (cf. : Soultz-la-forêt / projet EGS)

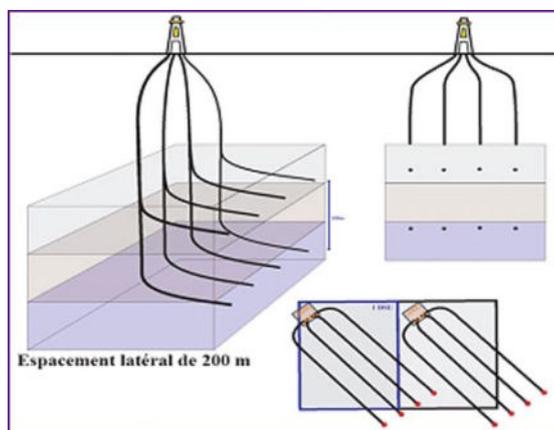
Agents de soutènement (Proppants) : particules solides (sables, céramiques spécifiques, résines) en suspension dans le fluide de fracturation qui assurent le maintien de l'ouverture des fissures après la fracturation hydraulique afin que les fluides recherchés (pétrole, gaz) soient drainés vers le puits d'extraction (désorption).

Technique d'extraction du gaz de schiste, Illustration¹² :



Evolutions :

La technologie de forage horizontal avec fracturation hydraulique évolue vers des forages horizontaux à orientation multiple (en étoile ou en fourchette) : on parle de forage horizontal en cluster. Ces techniques ont l'avantage de démultiplier les zones de fracturation pour récupérer davantage de gaz depuis un seul puits de surface.



¹² Source fondation Alcen <http://www.connaissancedesenergies.org>

Par ailleurs, des recherches sont en cours pour faire évoluer la technologie de fracturation
 -Fracturation pneumatique, fracturation hydraulique par GPL¹³
 -Fracturation par arc électrique : Thèse *Wen Chen : Fracturation électrique des géomatériaux ; Etude de l'endommagement et de la perméabilité ; Université de Pau et des Pays de l'Adour, 8 décembre 2010*¹⁴,

Notions de volumes réels et relatifs

Fluides de fracturation : selon l'IFPEN¹⁵, la quantité d'eau nécessaire au forage et à la fracturation serait comprise entre 10 000 et 20 000 m³ (1 000 à 2 000 m³ pour le forage seul, 1 500 à 2 000 m³ pour chaque fracturation, chaque drain fait l'objet de 8 à 10 fracturation en moyenne sur la base d'un drain de 1 000 m en moyenne)

Les agents de soutènement : 800 à 900 m³ de sable (ou autres proppants) sont nécessaires pour un volume d'eau de 15 000 m³

Les additifs : selon le pré-rapport¹⁶ du MEDDTL¹⁷ sur les hydrocarbures de roche mère d'avril 2011, (p. 21.), "Si l'on a utilisé par le passé aux Etats-Unis plus de 700 produits chimiques différents¹⁸ [...] la situation s'est aujourd'hui considérablement assainie. Selon l'EPA¹⁹, les opérateurs miniers et les experts du pôle Avenia²⁰ [...], il est possible [...] de n'utiliser, outre l'eau et les agents de soutènement, qu'une douzaine de produits... [Liste p. 22 (fig.11) du pré-rapport reproduit ci-après (source rapport EPA, février 2011²¹)]".

TABLE 4. AN EXAMPLE OF THE VOLUMETRIC COMPOSITION OF HYDRAULIC FRACTURING FLUID

Component/ Additive Type	Example Compound(s)	Purpose	Percent Composition (by Volume)	Volume of Chemical (Gallons) ^a
Water		Deliver proppant	90	2,700,000
Proppant	Silica, quartz sand	Keep fractures open to allow gas flow out	9.51	285,300
Acid	Hydrochloric acid	Dissolve minerals, initiate cracks in the rock	0.123	3,690
Friction reducer	Polyacrylamide, mineral oil	Minimize friction between fluid and the pipe	0.088	2,640
Surfactant	Isopropanol	Increase the viscosity of the fluid	0.085	2,550
Potassium chloride		Create a brine carrier fluid	0.06	1,800
Gelling agent	Guar gum, hydroxyethyl cellulose	Thickens the fluid to suspend the proppant	0.056	1,680
Scale inhibitor	Ethylene glycol	Prevent scale deposits in the pipe	0.043	1,290
pH adjusting agent	Sodium or potassium carbonate	Maintain the effectiveness of other components	0.011	330
Breaker	Ammonium persulfate	Allow delayed breakdown of the gel	0.01	300
Crosslinker	Borate salts	Maintain fluid viscosity as temperature increases	0.007	210
Iron control	Citric acid	Prevent precipitation of metal oxides	0.004	120
Corrosion inhibitor	N,n-dimethyl formamide	Prevent pipe corrosion	0.002	60
Biocide	Glutaraldehyde	Eliminate bacteria	0.001	30

Data are from GWPC and ALL Consulting, 2009, and API, 2010b. Note that the example compounds are not necessarily the compounds used in this fracturing operation in the Fayetteville Shale. ^a Based on 3 million gallons of fluid used.

¹³ <http://lenergiedavancer.com/gaz-de-schiste-quelles-alternatives-a-la-fracturation-hydraulique/2011/08/22/>

¹⁴ http://hal.archives-ouvertes.fr/docs/00/57/77/90/PDF/These_wen_verson_final.pdf

¹⁵ Institut Français du Pétrole, énergies nouvelles - ex IFP

¹⁶ Référence en ligne : voir le paragraphe sur la France

¹⁷ Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement

¹⁸ Voir annexe 1

¹⁹ Environmental Protection Agency <http://www.epa.gov/>

²⁰ <http://www.pole-avenia.com/>

²¹ http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/HFStudyPlanDraft_SAB_020711.pdf

Les additifs chimiques représentent 0.5% du volume de fluide de fracturation. L'eau constitue 90% du fluide de fracturation. Pour autant, compte tenu des volumes d'eau engagés, les volumes de produits chimiques deviennent importants.

[p. 22] : "les risques pour l'homme ou l'environnement qui s'attachent à ces produits peuvent être relativisés : ces produits ont destinés à être introduits dans un milieu situé à 2000 mètres de la surface et déjà fortement imprégnés d'hydrocarbures. C'est seulement en cas d'incidents qu'ils peuvent entrer en contact avec des milieux fragiles à protéger"

Risques liés à l'exploration et à l'exploitation des gaz de roche mère

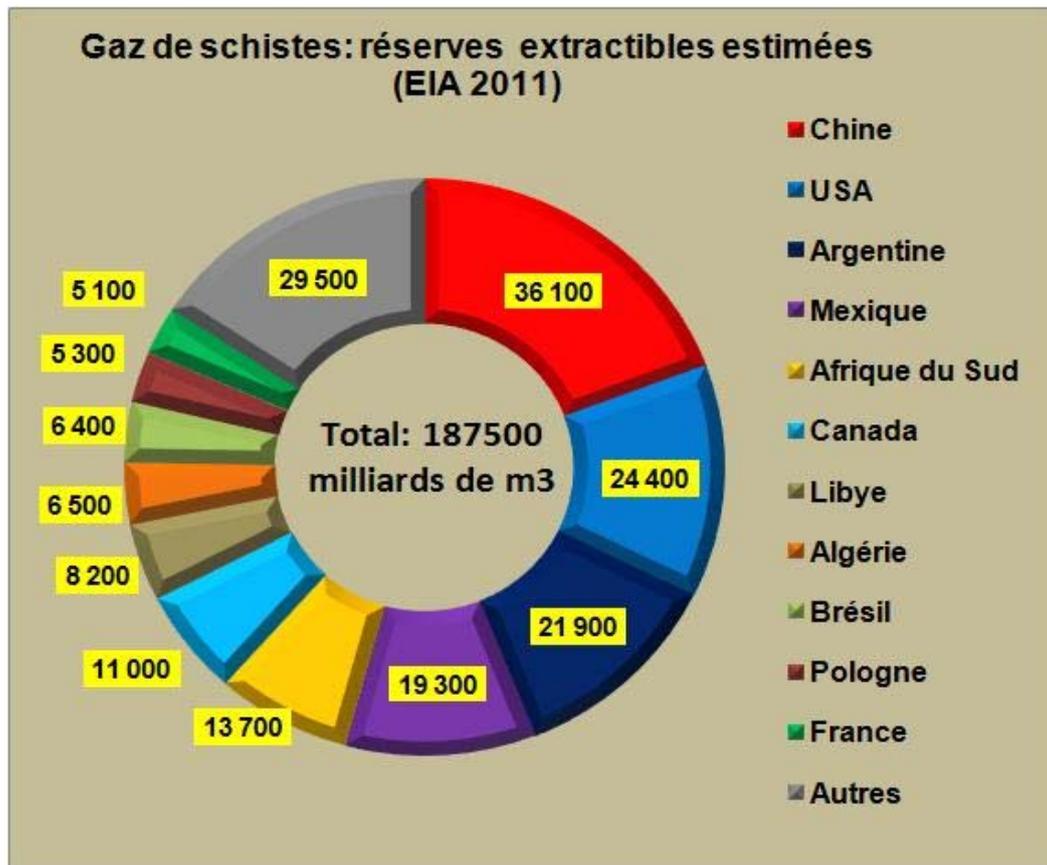
L'exploration et l'exploitation des huiles et gaz de roche mère nécessite de nombreux puits à cause de gisements vastes mais peu concentrés, donc une occupation des sols importante. Le risque est multiple : destruction des paysages et pollution des secteurs de forage (boues de forage et de fracturation, effluents accidentels des machines utilisées..., à quoi il faut ajouter les importantes quantités d'eau nécessaires à la fracturation hydraulique.

Les opérations techniques sont plus nombreuses et plus complexes dans le cas de fracturations hydrauliques qu'avec les forages traditionnels. Elles nécessitent une maîtrise de technologies complexes. La conséquence est la multiplication des sous-traitants. Les risques sont liés à l'utilisation des additifs de fracturation et à des problèmes éventuels de fuites des tubages et de percolation des produits liés à l'extraction avec les nappes phréatiques et liées aux obligations des opérateurs vis-à-vis de la législation.

Les réserves mondiales de gaz de schiste

Selon l'AIE²², les réserves mondiales de gaz de schiste récupérables sont estimées à 6.622 trillions de pieds cubiques (187 500 milliards de m³) soit environ 62 ans de consommation mondiale, base 2009. L'extraction porterait à 640 000 milliards de m³ les réserves de gaz, soit plus de 200 ans de consommation annuelle, (base 2009), mais on peut déjà avancer que cette estimation est erronée car la demande énergétique croît constamment. On peut constater que les chiffrages ne sont pas d'accord entre eux (voir plus haut chiffres AFP), car il faut pouvoir distinguer entre les volumes estimés, les volumes réels et les volumes exploitables. Actuellement, on estime les volumes effectivement exploitables à 30% des réserves de gaz de schiste. Soit une rentabilité très faible avec un cout d'exploitation plus important que pour le gaz conventionnel. Les puits conventionnels ont une rentabilité de 30 à 35% (source Total/IFPEN).

²² <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/> et <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>



Risques, contraintes et conséquences de l'extraction (exploration/exploitation) des gaz de schiste.

Les risques environnementaux²³ sont repris et détaillés dans un tableau synthétique ci-après. On met en avant quelques éléments :

- Détérioration / destruction du cadre paysager, dégradation de la qualité des paysages : forage d'un grand nombre de puits (tous les 200 à 500 m. aux USA)
- Risque pour l'eau potable (pollution des nappes phréatiques, pollution des sources d'eau minérales profondes)
- Contamination des nappes phréatiques superficielles par du gaz et des fluides de fracturation (défaut de cimentation de la partie supérieure du forage)
- Volumétrie de l'eau nécessaire à la fracturation (entre 9 000 et 20 000 m³ par forage selon les sources Total-Ministère de l'écologie)
- Traitement des effluents.
- Traitement et rejets / re-largage des résidus d'effluents, composés chimiques du cocktail d'hydro fracturation + composés chimiques des sols en place (métaux lourds, radionucléides, radon, uranium, radium, rayonnement alpha ...)
- Présence d'éléments radioactifs (radium) dans les effluents/boues de forage (article NYT²⁴)

²³ <http://www.unites.uqam.ca/ERE-UQAM/planetedortaugaz/activite-gazdeschiste.htm>

²⁴ <http://www.nytimes.com/2011/02/27/us/27gas.html>

- Les équipements industriels qui gèrent l'extraction des gaz de schiste (phase de prospection ou de production) peuvent être soumis à des accidents ou à des risques naturels : explosions, incendies, précipitation, tempête, orages cévenols, inondations, séismes²⁵,
- Les couches de schiste qui ont la plus grande productivité sont également celles qui ont un fort rayonnement gamma naturel. - risque pour la santé
- Incendies et explosions accidentels ou criminels des puits
- Fuites de gaz dans l'environnement : le rejet accidentel de CH4 dans l'atmosphère accroît les GES
- La combustion du CH4 génère du Co2

Liste des produits chimiques employés pendant la phase d'hydro-fracturation. Voir Annexe 1

Tableau synthétique des risques

²⁵ Les microséismes engendrés par la fracturation hydraulique sont en général trop faibles pour être ressentis en surface, toutefois on ne peut pas écarter une génération indirecte de séismes dus à la fracturation hydraulique. Cf *Document du Worldwatch Institute : Addressing the environmental risks from shale gas development, juillet 2010.*

Risque / Opération & phase technique / Commentaires, conséquences, détail du risque...	Altération, dégradation, destruction du Paysage.	L'eau comme ressource initiale	Contamination des eaux, des nappes phréatiques	Pollution du sol/ du ss/sol,	Risques pour la santé	Pollution de l'air	Nuisances diverses : Bruit, circulation routière...²⁶
Installation physique des puits sur des sites protégés (parc nationaux, sites naturels, zones touristiques...)	Retombées économiques négatives sur le tourisme, le classement des zones naturelles. Problème de cohérence par rapport aux plans de développement économiques régionaux ou fondés sur le patrimoine naturel, les produits locaux, l'éco-tourisme, etc. ou à des labels ²⁷ .	Volumes mis en œuvre, origine de l'eau	Conséquences sur les sources thermales, les sites d'eaux minérales profondes			Les techniques mises en œuvre pour l'exploration et l'exploitation génèrent des GES ²⁸ . Fuites de méthane sur les sites d'exploitation par défaut d'étanchéité des puits.	Implantation de routes, Circulation routière
Surface d'occupation du sol pendant la phase de production d'environ 100 m² : occupation du sol durant la phase	Exploration et exploitation sont susceptibles de modifier au moins temporairement ²⁹ les paysages et l'image des produits issus du						Pipelines, occupation d'au moins 100 m ² par forage

²⁶ Les nuisances dues au bruit et aux poussières sont strictement encadrées par la réglementation RGIE, règlement général des industries extractives. <http://www.ineris.fr/rgie/>

²⁷ Parc national, classement UNESCO au patrimoine mondial, exemple du permis d'exploration de Nant situé sur une surface > 1/3 du parc National des Cévennes (3000 km²).

²⁸ Obligation de bilan GES dans le cadre du Grenelle 2 (p. 40)

²⁹ Sur la base d'une exploitation prévue avec évacuation enterrée (durée d'exploitation environ 15-20 ans)

Risque / Opération & phase technique / Commentaires, conséquences, détail du risque...	Altération, dégradation, destruction du Paysage.	L'eau comme ressource initiale	Contamination des eaux, des nappes phréatiques	Pollution du sol/ du ss/sol,	Risques pour la santé	Pollution de l'air	Nuisances diverses : Bruit, circulation routière...²⁶
d'exploration, le chantier lui mm et la phase d'exploitation	monde agricole local ³⁰						
Forage vertical	Implantation du site, installation d'équipements volumineux	1000 à 2000 m3 d'eau par puits	Possible impact sur la nappe phréatique au moment du forage si mauvaise mise en place des cuvrages de forage, remontées le long du forage (cf. : pré-rapport MEDDTL p. 26)	Percolation des boues de forage par perte de charge liée à la situation stratigraphique du sol. Déversement de liquides en surface (cf. pré- rapport MEDDTL p. 26)			Bruit, implantation de routes, circulation routière : Sensible en zone naturelle et/ou classée (Parc National ...)
Forage horizontal & Fracking	Installation temporaire sur site d'équipement volumineux : compresseurs, capacité de stockage et de traitement des fluides de fracturation : stockage du sable/proppants de	1500 à 2000 m3 d'eau par fracturation / drain (x par 8 à 10 drains par puits) => ensemble forages et fracturation : 10 à 20000 m3 d'eau par puits.	Percolation possible selon la technique et les précautions prises (cf. USA voir film Gasland +résultats des expertises de l'APE) -radioactivité d'origine	-Idem eaux + nappes phréatiques : Conséquence immédiate ou à moyen terme, supposé / prouvé voir rapport Picot (note ci-dessous) -Risque de	Liés au cocktail d'additifs. On ne détaillera pas ici les risques sur la santé liés à l'utilisation des produits chimiques. La liste des produits	Exemple du Wyoming : en 2009, les normes de qualité de l'air n'ont pas été atteintes en partie à cause du benzène et du toluène issu des 27000 puits forés	Associée à l'installation du site. Estimations : un puits de recherche (avec drain horizontal et fracturation) nécessite entre

³⁰ Pour la France, les projets sont jugés non compatibles avec les schémas de développement fondés sur la nature et le tourisme (en Ardèche en particulier) Unesco : exemple des Causses et Cévennes

³¹ http://atctoxicologie.free.fr/archi/bibli/BILAN_TOXICOLOGIE%20CHIMIE_GAZ_DE_SCHISTE.pdf

Risque / Opération & phase technique / Commentaires, conséquences, détail du risque...	Altération, dégradation, destruction du Paysage.	L'eau comme ressource initiale	Contamination des eaux, des nappes phréatiques	Pollution du sol/ du ss/sol,	Risques pour la santé	Pollution de l'air	Nuisances diverses : Bruit, circulation routière...²⁶
	céramique, des adjuvants, bassin de rétention et de décantation.	-pré-rapport MEDDTL p29 : des incertitudes demeurent concernant les risques de pollution liés au processus de fracturation hydraulique (Etude de l'EPA en cours – début février 2011- >2014 +étude canadienne. Pour la France : attention aux zones karstiques et aux remontées d'eau minérales profondes	au radium des boues de forage (cf. colonne pollution de l'air) : pollution possible des eaux de boisson et de la chaîne alimentaire par arrosage des cultures ou par les poissons.	connexions entre formations profondes et celles de surface engendrées par la fracturation (idem P26), activation possible des failles ou des fissures avec des migrations de liquide de fracturation vers des nappes d'eau souterraines : la propagation des fractures est encore mal connue.	chimiques (annexe 1) comporte leur n° CAS, voir la toxicité de chaque produit. Par ailleurs, il n'est fait mention de (possibles ?) réactions chimiques des produits entre eux avec recombinaison éventuelle des composants, ni d'un "effet cocktail" comme il a été montré pour les perturbateurs endocriniens. Une synthèse rédigée par André Picot, Toxicochimiste publiée en Mai 2011 ³¹ fait un état des lieux détaillé des risques toxicologiques des additifs	ces 5 dernières années ³² .	900 et 1300 voyages par camion dont 500 à 600 camions citernes.

³² http://www.nytimes.com/2011/02/27/us/27gas.html?_r=2&pagewanted=1&ref=us

Risque / Opération & phase technique / Commentaires, conséquences, détail du risque...	Altération, dégradation, destruction du Paysage.	L'eau comme ressource initiale	Contamination des eaux, des nappes phréatiques	Pollution du sol/ du ss/sol,	Risques pour la santé	Pollution de l'air	Nuisances diverses : Bruit, circulation routière...²⁶
					chimiques utilisés dans la fracturation hydraulique.		
Additifs chimiques utilisés pour la fracturation	Dépôt et stockage	Pollution, nécessité de dépolluer	Risques spécifiques liés à la toxicité des produits	Risques spécifiques liés à la toxicité des produits	Voir toxicité des produits chimiques et d'éventuelles recompositions et effet cocktail ³³ (cf. ci-dessus). Une vingtaine de produits utilisés dans la fracturation hydraulique (issus de la liste fournie à la "chambre des représentants" voir annexe 1 du présent document) sont classés dans les groupe 1, 2A et 2 B de la classification du CIRC. ³⁴	Risque liée à la présence de solvants dans les additifs	Transport par camions
Stockage des	Pollution visuelle cf.		Risque pour les	Idem pour les	Les quantités		Transport par

³³ Cf Rapport A Picot "Bilan toxicologique et chimique ; l'exploration et l'exploitation des huiles et gaz de schiste ou hydrocarbures de roche-mère par fracturation hydraulique, Paris, juillet 2011, p. 45 et 51 <http://atctoxicologie.fr>

³⁴ Rapport Picot p. 39

Risque / Opération & phase technique / Commentaires, conséquences, détail du risque...	Altération, dégradation, destruction du Paysage.	L'eau comme ressource initiale	Contamination des eaux, des nappes phréatiques	Pollution du sol/ du ss/sol,	Risques pour la santé	Pollution de l'air	Nuisances diverses : Bruit, circulation routière...²⁶
additifs de forage	idem remarques générales sur l'installation sur des sites protégés.		nappes phréatiques si incident de stockage/dépotage	sols et ss-sols	importantes nécessitent-elles un classement en "site Seveso" ? (directive 96/82/CE)		camions, bruit
Stockage des sables et autres agents de soutènement, proppants	Volumes importants en cas de Fracking						Nb camions de transports des matériaux : pour 15000 m3 d'eau 800 à 900 m3 de sable (ou autres proppants) sont nécessaires.
Volume & arrivée d'eau	Origine de l'eau, sources utilisables ?	Risque d'épuisement de la ressource,					Bruit, circulation routière, camions-citernes, infrastructures insuffisantes.
Traitement des boues de forage	Traitement des boues de forage, stockage dans bassin de sédimentation.	Relargage de l'eau après traitement, risque de pollution de la ressource	Risque de pollution des cours d'eau, des sols, nécessite des traitements spécifiques avant rejet	Substances présentes dans la roche mère dont hydrocarbures Les schistes contiennent des sulfures	-Infiltration dans les nappes phréatiques, nécessite des traitements spécifiques avant rejet	CH4 + autres GES + autres gaz	Traitements sur place / déplacés ?

Risque / Opération & phase technique / Commentaires, conséquences, détail du risque...	Altération, dégradation, destruction du Paysage.	L'eau comme ressource initiale	Contamination des eaux, des nappes phréatiques	Pollution du sol/ du ss/sol,	Risques pour la santé	Pollution de l'air	Nuisances diverses : Bruit, circulation routière...²⁶
				biogéniques qui piègent de nombreux métaux : Pb, Cu, Zn, Co, Ni, Cd, Hg, U, mais en faible quantité.	-Métaux lourds, -éléments radioactifs ³⁵ -Rayonnement gamma provenant des couches schisteuses.		
Effluents de fracturation		Relargage de l'eau des boues de forages et de fracturation après traitement ?	Les caractéristiques chimiques des roches mères ne sont pas encore suffisamment connues pour prévoir la composition des effluents potentiels et les dispositions à prendre pour leur traitement et l'enfouissement des boues (pré- rapport p. 27)	Bassins de rétention et de décantation. ? + idem eaux, nappes phréatiques	Solvants, évaporation des contenus des bacs de décantation	Problématiques de pollution de l'air et santé indissociables	
Exploitation,						-nécessité de	

³⁵ <http://www.20minutes.fr/article/679692/planete-des-documents-confidentiels-dangers-gaz-schiste-publies-new-york-times> et http://www.nytimes.com/2011/02/27/us/27gas.html?_r=2&pagewanted=1&ref=us

Risque / Opération & phase technique / Commentaires, conséquences, détail du risque...	Altération, dégradation, destruction du Paysage.	L'eau comme ressource initiale	Contamination des eaux, des nappes phréatiques	Pollution du sol/ du ss/sol,	Risques pour la santé	Pollution de l'air	Nuisances diverses : Bruit, circulation routière...²⁶
Production de gaz : usage domestique / industriel du CH4						<p>raccordement rapide du puits à un réseau de collecte pour éviter le brûlage à la torchère.</p> <p>Risque : -En cas de fuite (non exceptionnelles) sur l'installation : CH4 =GES -Usage comme combustible : CH4 => CO2 = GES</p>	
Fermeture du site d'exploration et de production, & abandon du site de production	Lente reprise agricole et reconstitution des espaces naturels.			Risque de fuite des cuvelages et pollution des différentes couches stratigraphiques entre elles (hydrocarbures vs aquifères)			
-Cimentation définitive des puits	Idem supra			Idem			
-Vérification des cuvelages	Idem supra			Idem			

Synthèse résumée pour une sélection de pays³⁶ :

Situation en Amérique du nord

Etats-Unis

Les réserves américaines exploitables de gaz de schiste aux USA sont estimées à 24 400 milliards de m³, en plus des réserves de gaz naturel de l'ordre de 7 700 milliards de m³³⁷.

En 1996, les puits de gaz de schiste ne produisaient que 9 milliards de m³ (0.3 TCF : trillions de pieds cubes) soit 1.6 % de la production américaine de gaz. La production a plus que triplé en 2006 pour atteindre 31.1 milliards de m³, soit 5.9 % de la production nationale.

En 2005, il y avait 14990 puits de gaz de schiste aux USA, 4185 ont été forés en 2007. Début 2011, on compte 493 000 puits d'exploitation actifs dont 93000 au Texas et 71 000 (36000 en 2000) en Pennsylvanie avec le gigantesque gisement de "Marcellus shale".

Les USA ont été le premier pays à exploiter industriellement les gaz de schiste. Aujourd'hui, la production non-conventionnelle de gaz (schiste, charbon, gaz de réservoir compact [tight gas]) dépasse l'exploitation conventionnelle et le contribue pour 15% à la production nationale des USA avec une croissance annuelle de 15%. 20000 puits sont forés chaque année (2/3 pour le gaz). Les principaux états concernés (34 au total) : Nouveau-Mexique, Colorado (Garfield), Texas (Forthworth, Métropole Dallas), Wyoming, Oklahoma, Arkansas, Louisiane, Alabama, NY State, Pennsylvanie (Dimock), Ohio, Virginie occidentale, Utah, New Mexico, Kansas

Cette situation a été rendue possible en partie grâce la législation sur le sol et le sous-sol : le sol et le sous-sol appartiennent au propriétaire. Les sociétés d'exploitation louent les sous-sols aux propriétaires, qui individuellement en tirent un revenu.

Rappel du contexte législatif :

- 1970, création de l'agence de protection de l'environnement (Environmental protection agency)
- 1972, loi sur la protection de l'eau (Clean Water Act) R. Nixon.
- 1974 Safe Drinking Water Act
- En 2005, Dick Cheney, ancien directeur de la Société Halliburton et alors vice-président du gouvernement G.W Bush, fait voter une loi au Congrès qui dispense les industries de respecter la loi de protection de l'eau potable, la loi sur l'air et la loi sur l'eau, la *Cercla superfund law*.
- Juin 2009 : Loi "FRAC" ou loi "Hinchez" sur la fracturation hydraulique³⁸. Ce projet de loi imposerait aux représentants de l'industrie du pétrole de divulguer la liste des produits utilisés lors de recherche et de production de pétrole et gaz non-conventionnels. Il est à noter que les industriels des hydrocarbures se refugiaient derrière l'argument du secret industriel pour ne pas diffuser la liste des produits. Pour autant celle-ci a été divulguée par la chambre des représentants en Avril 2011.

³⁶ <http://www.maxisciences.com/gaz-de-schiste/tout-savoir.html>

³⁷ Sauf mention particulière, toutes les références volumétriques mentionnées dans ce document sont le résultat de la conversion en m³ (milliards de m³) des volumes avancés par l'EIA : "EIA, World 2009 Natural gas market".

³⁸ <http://www.riverreporter.com/issues/09-06-11/briefs.html>

Liste des additifs :

(*Chemical used in hydraulic fracturing: US house of representants, 2011/04*)

<http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic%20Fracturing%20Report%204.18.11.pdf>

Liste en annexe 1)³⁹

Impacts de la fracturation hydraulique.

Données scientifiques en ligne :

-University of Colorado, Health Impact Assessment for Battlement Mesa, sept. 2010, Garfield County Colorado. (PDF)⁴⁰

Données vidéo : Gasland le film (plusieurs parties)

http://www.dailymotion.com/video/xgreop_gasland-vostfr-1-6_news

USA : Mix énergétique : Le Texas réfléchit à l'utilisation du gaz dans les transports

<http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/066/66688.htm>

Les réserves des USA surestimées ? Une enquête du NYT, Dossier du journal "Le Monde" daté du 30/06/2011.

<http://petrole.blog.lemonde.fr/2011/06/30/bulle-de-gaz-de-schiste-aux-etats-unis/>

Canada-Québec

Ressources

Volume de gaz naturel 1 756 milliards de m³

Volume potentiel de gaz de schiste 10 986 milliards de m³.

Législation sol/sous-sol : le sol appartient au propriétaire, le sous sol appartient à l'état.

Les principales réserves de gaz de roche-mère sont d'un part en Colombie britannique, en Alberta et au Saskatchewan, d'autre part au Québec (où aucun puits n'est en exploitation, le gaz consommé au Québec vient de l'ouest canadien)

Sept 2010-février 2011, le rapport 273 du Bureau des audiences publiques sur l'environnement recommande trois actions :

-proposition d'une évaluation environnementale stratégique : acquisition de données nouvelles par des forages d'exploration, la fracturation hydraulique ne serait autorisée que pour les travaux requis pour l'évaluation.

³⁹ On pourra noter au passage que l'humour n'est pas absent des préoccupations des industriels qui pratiquent la fracturation hydraulique puisqu'il est fait mention (p1) de l'utilisation de café soluble et de coques de noix dans la liste des additifs !

⁴⁰ <http://www.garfield-county.com/public-health/documents/1%20%20%20Complete%20HIA%20without%20Appendix%20D.pdf>

-création d'un comité régional de concertation : qui devra favoriser la cohabitation harmonieuse entre industrie et milieu (élus locaux...)

-implication des autorités administratives pour la gestion intégrée des activités de l'industrie de gaz de schiste

Septembre 2010, la société Questère a publié la liste des additifs à l'eau de fracturation⁴¹.

Mi-juin 2011, le gouvernement a annoncé la création d'une évaluation environnementale stratégique (EES) de l'industrie du gaz de schiste.

Le Canada a décidé un moratoire sur les gaz de schiste.

Mexique

Volumes : Les ressources en gaz de schiste du Mexique sont considérables : avec 19 300 milliards de m³, le pays se place à la 4^e place mondiale en terme de réserves extractibles (après la Chine, les USA et l'Argentine).

Le groupe pétrolier PEMEX⁴² a démarré les forages d'exploitation.

Situation en Amérique du sud

Brésil

Des prospections en Amazonie ? Peu d'informations sont disponibles, mais une étude⁴³ suppose la présence massive de gaz de schiste dans les régions de Trombetas (rive nord de l'Amazone) et Juruti dont ni l'exploration ni l'exploitation n'ont commencé mais qui pourraient servir à alimenter les usines de transformation de bauxite exploitées et à développer localement. Les réserves sont évaluées à 6 400 milliards de m³

Argentine

En janvier 2011, Total a pris en Argentine des participations dans 4 permis d'exploration dans le bassin du Neuquén, dont 2 en tant qu'opérateur, en partenariat avec la compagnie YPF. En tout, Total y possède une participation dans 8 permis d'exploration, dont 6 en tant qu'opérateur. L'ensemble représente une superficie totale de 1 548 km². Les permis argentins sont accordés pour une durée de 6 ans. La phase d'exploration a commencé par des études géologiques et sismiques ; les premiers puits d'exploration devraient être forés courant 2011 (Source Total⁴⁴).

Les réserves sont évaluées à 22 000 milliards de m³, c'est la première réserve d'Amérique du sud, la seconde réserve du continent américain.

⁴¹ <http://www.questerre.com/assets/files/PDF/Hydraulic%20Fracturing%20Backgrounder%20FR%20%283%29.pdf>

⁴² <http://fr.reuters.com/article/frEuroRpt/idFRLDE73P1XQ20110426>

⁴³ Revue Oil and Gas, 2011, vol 109, n°10 : <http://www.ogj.com/index/article-display/3433640800/articles/oil-gas-journal/volume-109/issue-10/exploration-development/shale-gas-oil-minerals-processing-offer-synergies.html>

Accès traduit : <http://translate.google.fr/translate?hl=fr&langpair=en|fr&u=http://www.ogj.com/index/article-display/3433640800/articles/oil-gas-journal/volume-109/issue-10/exploration-development/shale-gas-oil-minerals-processing-offer-synergies.html>

⁴⁴ <http://www.total.com/fr/dossiers/gaz-de-schiste/total-un-deploiement-international/usa-argentine-201942.html>

Situation en Europe

L'AIE (agence internationale de l'énergie⁴⁵) estime à 36 Tm³ les ressources récupérables de gaz conventionnel en Europe, et à 14 Tm³ pour les gaz non-conventionnels.

Selon certains experts (Frank Umbach), l'Europe aurait intérêt à se lancer dans les gaz de schiste : "Gaz de schiste : l'Europe gagnerait à s'y lancer"!⁴⁶

On fera ici un état succinct et non exhaustif de la situation de 8 pays européens⁴⁷ : France, Pologne, Allemagne, Danemark, Norvège, Suède, Ukraine, Royaume-Uni, Pays-Bas et Turquie.

Ressources Web sur le gaz de schiste en Europe, bibliographies non-exhaustives :

<http://www.gas-shales.org/index.php/en.html>

Les bassins en Europe

Il existe en Europe orientale trois gros bassins réservoirs de gaz de schiste : le bassin Dniepr Donets, le bassin de la Baltique et le bassin de Lublin (ces deux derniers étant reliés).

France

Le sujet a fait la "une" de l'actualité en France au cours de l'hiver 2010-2011. Les opinions publiques, les acteurs politiques locaux et associatifs ont été très mobilisés pour dénoncer les risques potentiels de démarrage des explorations de gaz de schiste. On retiendra plusieurs arguments : le risque de pollution liée à l'usage des produits chimiques utilisés lors de la fracturation hydraulique avec les risques sur la santé, d'autre part la question de l'eau nécessaire dans des régions où l'eau est déjà rare, le risque de dénaturation des paysages, l'absence de débat public sur la question (conformité au code minier), l'incohérence entre la gestion locale (en particulier axée sur le développement touristique) et la gestion nationale.

Au delà des arguments des uns et des autres et ce travail n'a pas comme vocation de trancher sur la question du bien fondé ou pas, on pourra se référer au tableau ci-dessus qui rassemble les risques réels et potentiels de l'exploration envisagée et de l'exploitation (si elle s'avérait mise en œuvre) des gaz de schiste.

Face à la détermination de la mobilisation, les pouvoirs publics ont repris l'initiative par plusieurs actions détaillées ci-dessous.

Le débat est encore en cours actuellement, en particulier il est aujourd'hui législatif.

Un sondage récent⁴⁸ a fait apparaître que s'il était possible de faire baisser les prix des carburants en exploitant les huiles (pétrole) de schiste, 62 % de la population serait favorable au développement de cette énergie. En même temps dans le même sondage, 91 % des français

⁴⁵ <http://www.iea.org/about/indexfr.asp>

⁴⁶ http://energie.lexpansion.com/climat/gaz-de-schiste-l-europe-gagnerait-a-s-y-lancer-_a-35-6157.html

⁴⁷ A cette liste non exhaustive, il conviendrait d'ajouter la Suisse qui a décrété un moratoire sur l'exploitation des gaz de schiste.

⁴⁸ <http://www.csa.eu/multimedia/data/sondages/data2011/opi20110408-l-observatoire-de-l-opinion-publique-sur-les-ressources-energetiques-francaises.pdf>

estiment qu'il faudrait produire davantage d'énergie solaire, davantage d'énergie éolienne (81%) et davantage d'énergie hydraulique (69%).

Consommation annuelle française 2009 de gaz : 38 M TEP / 263 M TEP d'énergie primaire (14%)

Aucun forage d'exploration n'a encore été effectué en France sur des gisements potentiels de gaz de schiste.

Pour les trois permis accordés, les ressources effectivement récupérables de gaz de schiste (taux moyen de récupération de 30%) seraient de l'ordre de 5 100 milliards de m³ (soit 90 ans de notre consommation annuelle actuelle). (source MEDDTL qui reprend les estimations de l'AIE, rapport provisoire sur les hydrocarbures de roche-mère en France⁴⁹)

Chronologie résumée du contexte législatif

Un dossier détaillé et mis à jour régulièrement est disponible⁵⁰.

-Le 1er mars 2010, J. L Borloo, à l'époque ministre de Ministère de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, signe l'autorisation de prospection sur trois sites. Les "permis exclusifs de recherche d'hydrocarbures".

Le permis de Villeneuve de Berg⁵¹. Il a été signé avec la société Schuepbach Energy LLC (qui est un associé de GDF) pour un engagement financier de près de 40 millions d'euros. Il couvre une surface de 931 km².

Le permis de Montélimar⁵² : Signé avec les sociétés Total E&P France et Devon Energie (propriété de Total depuis 2010) pour un engagement financier de près de 38 millions d'euros. Il couvre une surface de 4327 km².

Le permis de Nant⁵³ : Signé avec la société Schuepbach Energy LLC (associé de GDF) pour un engagement financier de 1.7 million d'euros. Il couvre une surface de 4414 km² et possède la particularité de se situer pour plus de la moitié de la surface, sous le Parc National des Cévennes.

-2 février 2011, Madame Nathalie Kosciusko-Morizet a proposé au gouvernement le dépôt d'un moratoire de 6 mois à l'exploration des gaz de schiste. "Face aux risques et à l'inquiétude de la population et des élus, le Gouvernement a annoncé, en février dernier, un moratoire jusqu'à la remise des conclusions de la mission conjointe du Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGIET) et du Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD)."

-4 février 2011, lettre de mission au CGIET et CGEDD par Madame Nathalie Kosciusko-Morizet (annexe 2), demandant un état de la question. (Annexe 2). Mission CGEDD et CGIET sur l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste, rapport intermédiaire à rendre pour le 15 avril, rapport définitif pour le 31 mai 2011. Document en ligne⁵⁴. Engagement de

⁴⁹ <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/rapports-publics/114000226/index.shtml>

⁵⁰

<http://www.localtis.info/cs/ContentServer?pagename=Localtis/LOCDossier/DossierActualite&cid=1250261750355>

⁵¹ <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000022050089>

⁵² <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000022039365>

⁵³ <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000022036024&dateTexte=>

⁵⁴ <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/rapports-publics/114000226/>

la ministre de ne pas autoriser de forage d'exploration avant la remise des conclusions de la mission CGEDD / CGIET fin mai. A ce jour, le rapport définitif n'est pas disponible.

-31 mars 2011, proposition de loi du député Christian Jacob⁵⁵ visant à abroger les permis de recherche d'hydrocarbures non conventionnels et à interdire leur exploration et leur exploitation sur le territoire national.

-04 mai 2011, modification du texte de loi initial. La méthode de fracturation hydraulique n'est plus autorisée sauf dans le cadre de projets scientifiques. Rappel du contexte et évolution du projet⁵⁶

-10 mai 2011, Proposition de loi Jacob interdisant la fracturation hydraulique en débat à l'Assemblée Nationale, vote au 1^{er} juin.

-08 juin 2011, publication d'un rapport de l'assemblée Nationale *"rapport d'information sur les gaz et huile de schiste déposé par la mission d'information sur les gaz et huile de schiste au nom de la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire et présenté par messieurs François-Michel Gonnot et Philippe Martin, députés"*, déposé le 8 juin 2011⁵⁷.

-09 juin 2011, le Sénat a adopté la proposition de loi Jacob qui vise à interdire la fracturation hydraulique et à annuler les permis qui se proposeraient d'en faire l'usage.

-15 juin 2011, la Commission mixte paritaire (7 sénateurs et 7 députés) a modifié le texte de la loi Jacob qui visait à interdire la technique de fracturation hydraulique (suppression de la possibilité dans le cadre de "projets scientifiques d'expérimentation pour évaluer la technique de la fracturation hydraulique ou des techniques alternatives"). Le texte est présenté le 21 juin 2011 à l'Assemblée Nationale et le 30 juin au Sénat.

-28 juin 2011, les Causses et les Cévennes sont inscrites au Patrimoine Mondial de l'UNESCO. Cette inscription qui est le fruit d'un travail à la fois des élus locaux et de l'état, va constituer un frein supplémentaire à la prospection de gaz de schiste sur le secteur du permis de Nant situé en partie sur le territoire du parc national des Cévennes. En effet, la convention⁵⁸ prescrit et encadre la protection et la conservation des sites inscrits (article 5, §d ; art. 6, §2).

Note : L'inscription prescrit-elle des contraintes liées à l'installation d'équipements industriels et de protection du sous-sol sur des secteurs protégés ? La question a été posée à l'UNESCO et à la Commission Nationale pour l'UNESCO le 30/06/2011, elle est pour le moment restée sans réponse.

-30 juin 2011, le Sénat adopte définitivement la proposition de loi Jacob qui interdit l'usage de la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures de schiste.

-Publication de la loi 2011-835 le 14 Juillet 2011 au Journal Officiel « visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation

⁵⁵ <http://www.assemblee-nationale.fr/13/propositions/pion3301.asp>

⁵⁶ <http://www.localtis.info/cs/ContentServer?pagename=Localtis/LOCActu/ArticleActualite&jid=1250261752571&cid=1250261749086>

⁵⁷ <http://www.assemblee-nationale.fr/13/pdf/rap-info/i3517.pdf>

⁵⁸ <http://whc.unesco.org/archive/convention-fr.pdf>

hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique ».

-3 octobre 2011, le gouvernement annonce l'abrogation de 3 des permis d'exploration de gaz de schiste par fracturation hydraulique⁵⁹ : Nant (détenu par la société Schuepbach), Villeneuve-de-Berg (Schuepbach) et Montélimar (groupe Total).

Contexte législatif général (Non exhaustif) :

1956 Code Minier : Fixation de la législation sur le sol/sous-sol : le sol appartient au propriétaire, le sous-sol appartient à l'état, c'est le code minier qui fixe les règles de fonctionnement de l'exploration et de l'exploitation des gisements et distribue les autorisations. Il n'y a pas nécessité d'une enquête publique (domaine régalién de l'état).

1983 Loi Bouchardeau L-83-630

1998 Convention d'Aarhus

2004 Charte de l'environnement

2011 Nouveau code minier : l'article L411-1 du nouveau code minier précise que pour des travaux au delà de 10 mètres de profondeur, une déclaration préalable doit être faite⁶⁰.

Pour limiter le risque en France, le pré-rapport MEDDTL (p32) propose la création d'un comité scientifique composé d'experts du BRGM, de l'IFPEN, de l'INERIS.

Contribution de l'AVENIA de Lacq (technologies liées au sous-sol) au réseau de compétences + possibles formations.

Aspects politiques des gaz de schiste en France, (le Monde, 04/05/2011)

http://www.lemonde.fr/idees/article/2011/05/04/pietre-comedie-politique-autour-de-l-exploration-des-gaz-de-schiste_1516775_3232.html

Pologne

La situation de la Pologne est tout à fait particulière pour trois raisons. Le premier juillet 2011 (jusqu'au 1^{er} janvier 2012), la Pologne prendra la présidence de l'Union Européenne. Comme les problématiques d'exploitation des hydrocarbures de roche-mère vont occuper une place notable dans le mix énergétique européen à l'horizon 2020, la question va remonter sur le devant de la scène.

Par ailleurs, la Pologne a d'ors et déjà placé la sécurité énergétique au cœur de ses priorités.

Autre intérêt de la situation particulière de la Pologne : Son sous-sol recèle des réserves considérables de gaz de schiste. Enfin elle est très dépendante des gaz russes qui alimentent l'économie et la population polonaise.

Volumes potentiels : 5 300 milliards de m3. (Source EIA)

Des licences d'exploitation ont été signées pour des zones de 2000 km². Les sociétés Total et ExxonMobil ont signé un accord de participation pour explorer la zone de Chlem et de

⁵⁹ <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Hydrocarbures-le-Gouvernement.24533.html>

⁶⁰

<http://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?idArticle=LEGIARTI000023505812&cidTexte=LEGITEX T000023501962>

Werbkowice (Bassin de Lublin, Pologne orientale). Les licences d'exploitation sont attribuées pour une durée de 5 ans à compter de mars 2009 et décembre 2008. Un contrat de trois ans lié à l'exploration des gaz de schiste a été signé avec les sociétés Halliburton et Chevron.⁶¹

Actualités du Web :

- <http://lenergiedavancer.com/obama-en-pologne-pour-le-gaz-de-schiste/2011/05/20/>
- <http://www.enerzine.com/12/12012+total-sinteresse-au-gaz-de-schiste-polonais+.html>
- <http://www.lefigaro.fr/societes/2011/05/16/04015-20110516ARTFIG00445-total-mise-sur-les-gaz-de-schiste-en-pologne.php>
- <http://www.lesechos.fr/entreprises-secteurs/energie-environnement/actu/0201368215646-gaz-de-schiste-total-s-associe-avec-exxon-mobil-en-pologne-162844.php>
- <http://www.actu-environnement.com/ae/news/gaz-schiste-pologne-12530.php4>
- <http://www.euractiv.fr/pologne-veut-plaider-cause-gaz-schiste-bruxelles-article>

Allemagne

Des projets d'exploration sont en cours en Basse-Saxe⁶² et en Rhénanie par la société ExxonMobil qui possède des contrats sur 750 000 ha⁶³. Pour le Rhénanie, les réserves sont estimées à 2100 milliards de m³. La région pourrait être la deuxième ressource de gaz naturel d'Europe. Les explorations son en cours.

Danemark

Au Danemark, Total détient depuis 2010 deux permis d'exploration en tant qu'opérateur, en partenariat avec le Danish North Sea Fund. Localisés dans les régions de Nordjylland et Frederoskilde, ils représentent une superficie totale de 5 261 km². (Source Total)⁶⁴

Les permis d'exploration danois sont accordés pour 6 ans. Les résultats des études préliminaires, en cours, conditionneront la poursuite de l'exploration.

Les volumes exploitables sont estimés à 650 milliards de m³.

Norvège

Contexte :

-Le pic pétrolier (peak oil) de la mer du nord a été atteint au début des années 90 (1993-1994) mais la Norvège reste encore un producteur important : 6eme producteur mondial de pétrole et 5eme producteur mondial de gaz naturel.

-La différence fondamentale entre la Norvège et les autres pays européens (entre autres) sur le domaine de la politique énergétique du pays tient au fait que le modèle économique est fondé sur une participation de l'état dans les compagnies d'exploitation d'hydrocarbures à hauteur

⁶¹

http://www.romandie.com/news/n/Halliburton_T2_attentes_depassees_avec_un_bond_de_54_du_benefice_a_73_9_mio_USD180720111307.asp

⁶² <http://www.germanenergyblog.de/?p=244>

⁶³ <http://www.leblogfinance.com/2011/01/exxon-interesse-par-le-gaz-de-schiste-en-allemande.html>

⁶⁴ <http://www.total.com/fr/dossiers/gaz-de-schiste/total-un-deploiement-international/europe-france-danemark-pologne-201941.html>

minimale de 51% (Statoil est détenu à 70.9% par l'état norvégien) et que les bénéficiaires sont placés dans des fonds souverains.

Les volumes estimés de gaz de schiste en Norvège sont de l'ordre de 83 trillions de pieds cubiques (2350 milliards de m³).

Les informations disponibles à ce jour font état de ce potentiel gazier sur la plateforme continentale norvégienne mais il semble qu'à l'heure actuelle, les coûts de production soient trop élevés pour envisager une exploitation⁶⁵. Il semblerait exister des zones de gaz de schiste autour d'Oslo et d'Andøya.

Suède

Avec une importation à 100% de sa consommation de gaz naturel la Suède, est très dépendante des approvisionnements extérieurs. Les ressources sont estimées à 1 160 milliards de m³.

La société "Shell Exploration and Production AB" a démarré l'exploration de gaz de schiste sur la formation Alum au sud de la Suède. (Source Shell compagne⁶⁶). La société a obtenu deux titres de forages pour une période initiale de trois ans.

Ukraine

L'Ukraine est situé sur le gisement⁶⁷ du bassin Dniepr Donets (99000 km²) dont les réserves sont estimées à entre 1 500 et 2 500 milliards de m³⁶⁸. L'EIA de son côté évalue les réserves ukrainiennes à 1 200 milliards de m³.

Le gaz de schiste a une valeur géopolitique très forte en Ukraine car ce pays dépend majoritairement des gaz russes pour son approvisionnement.

Des négociations pour l'exploration sont en cours avec Exxon, Shell et Chevron.

Royaume-Uni

Les ressources sont évaluées à 566 milliards de m³

Eurenergy Resource Corporation a le projet de forer du gaz de schiste dans le bassin Weald (sud de l'Angleterre).

Pays-Bas

Les réserves exploitables sont évaluées à 480 milliards de m³.

EBN "Energie Beheer Netherlands" se propose d'explorer à partir de 2010-2011 et de démarrer la production à partir de 2020⁶⁹.

Turquie

Les réserves exploitables sont évaluées à 425 milliards de m³.

Il existe des bassins dans le nord-est de la Turquie, le bassin Ardahan⁷⁰. Les exploitants Turkish Petroleum Corporation (TPAO) et Transatlantic Petroleum⁷¹ ont signé un protocole pour un démarrage des forages dans le courant de l'été 2011.

⁶⁵ Cf rapport EIA : "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States" ci-dessus <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>

⁶⁶ Delivery & growth report 2008 :

http://www.connectedreporting.accountingforsustainability.org/documents/pdfs/entire_shell_20f_08.pdf

⁶⁷ <http://pubs.usgs.gov/fs/2011/3051/pdf/fs2011-3051.pdf>

⁶⁸ <http://fr.rian.ru/energetics/20110619/189890026.html>

⁶⁹ http://dl.dropbox.com/u/22775337/Asite-gds/docspdf/2010_spe_nl_unconventional_gas_scheffers.pdf

Situation en Asie Pacifique

Chine

Les réserves exploitables sont évaluées à 36 100 milliards de m³

Le groupe Total vient de finaliser un accord avec CNPC-PetroChina pour exploiter un gisement en Mongolie intérieure.

Projets franco-chinois :

<http://www.bulletins-electroniques.com/actualites/066/66734.htm>

Gaz de schiste : la Chine posséderait d'énormes réserves, la France ferait partie des pays privilégiés annonce l'EIA.

<http://www.leblogenergie.com/2011/04/gaz-de-schistes-la-chine-poss%C3%A8derait-d%C3%A9normes-r%C3%A9serves-la-france-ferait-partie-des-pays-privil%C3%A9gi%C3%A9s-.html>

Actu :

<http://www.lefigaro.fr/flash-eco/2011/01/31/97002-20110131FILWWW00424-usachine-accord-dans-le-gaz-de-schiste.php>

Exploration des gaz de schiste en Chine.

<http://www.lefigaro.fr/flash-eco/2011/07/06/97002-20110706FILWWW00265-gaz-de-schiste-la-chine-explore.php>

Australie

Les réserves sont évaluées à 11 200 milliards de m³.

Beach Petroleum Limited⁷² a annoncé son intention de forer dans le bassin de Cooper au nord-est de l'Australie méridionale, zone désertique. La question de l'accès à l'eau pour la fracturation hydraulique sera crucial et un véritable enjeu.

Situation en Afrique

Du fait de l'état actuel du développement de l'Afrique, et pour certains pays de l'instabilité politique liée, on peut considérer que si développement de l'exploitation des gaz de schiste il y a, il va profondément influencer la donne tant au niveau micro qu'au niveau macro-économique et géopolitique⁷³.

Comme pour l'Australie, la question de la ressource en eau pour les opérations de fracturation hydraulique va se poser de façon criante dans des zones qui en possèdent peu.

⁷⁰ <http://naturalgasforeurope.com/ngfe-reports-prospects-for-shale-gas-in-turkey.htm>

⁷¹ <http://www.transatlanticpetroleum.com/s/Home.asp>

⁷² <http://www.beachenergy.com.au/IRM/content/home.html>

⁷³ Exemple de la Libye, encore en guerre actuellement, mais possède la seconde réserve de gaz de schiste d'Afrique, la première pour l'Afrique du nord ; mais aussi de la découverte de ressources en gaz de schiste (198 milliards de m³) au Sahara occidental (revendiquée par le Maroc comme territoire marocain du sud et par la RASD comme territoire autonome). La présence de gaz de schiste sur ces deux territoires va très probablement compliquer le règlement pacifique de ces conflits.

Afrique du sud

Les réserves de gaz de schiste sont évaluées à 13 700 milliard de m³, première réserve pour l'Afrique.

Comme la France, compte tenu des risques que font courir l'exploitation des gaz de schiste par la méthode de fracturation, hydraulique, l'Afrique du Sud a adopté un moratoire⁷⁴ sur les permis d'exploitation qui avaient été accordés aux sociétés Shell et Sasol⁷⁵, compagnie pétrochimique sud-africaine. Le moratoire court jusque 2013.

Extrait de presse journal "Libération" du 23/04/2011 :

<http://www.liberation.fr/economie/01012333428-coup-d-arret-au-gaz-de-schiste-sud-africain>

Libye

Les réserves sont estimées à 8 200 milliards de m³. C'est la seconde réserve africaine de gaz de schiste et 1^{ere} réserve en Afrique du Nord.

Dans le contexte très particulier d'un pays en guerre, il est délicat de prévoir l'évolution de la situation, l'état et le devenir des accords engagés s'il y en a eu. Les recherches d'information entreprises n'ont pas permis de connaître l'état de la question ni le degré d'implication de sociétés nationales libyennes ou internationales sur l'exploration et l'exploitation de gaz de schiste.

Algérie

Les réserves sont évaluées à 6 500 milliards de m³, troisième réserve pour l'Afrique, seconde pour l'Afrique du Nord.

Le groupe algérien Sonatrach⁷⁶ et le groupe italien ENI⁷⁷ ont signé en avril 2011 un accord⁷⁸ pour l'exploitation prochaine de gaz de schiste en Algérie.

Des questions qui restent en suspens :

-Existe-t-il des sites de gaz de schiste off-shore ?

-Quelle est le potentiel des gaz de schiste au Proche et au Moyen-Orient, existe-t-il des projets d'exploration, d'exploitation ?

Hormis le potentiel gazier sur la plateforme continentale de Norvège (et qui n'est pas exploitée actuellement pour des raisons de coût), en l'état actuel des connaissances disponibles et sous réserve de ne pas être passé "à coté" d'informations, il ne semble pas exister de projets de sites d'extraction de gaz de schiste en sites offshore. De même, il ne semble pas exister de projets d'exploration et d'évaluation des réserves de gaz de schiste au Proche et Moyen-Orient, mais les deux situations peuvent évoluer rapidement en raison des avancées techniques mais aussi à terme de la rareté de la ressource gaz (et/ou pétrole) qui va rendre économiquement rentables les recherches et l'exploitation.

Conclusion

⁷⁴ <http://www.mtm-news.com/article/pol%C3%A9mique-sur-les-r%C3%A9serves-gaz-schiste-karoo-en-afrique-sud>

⁷⁵ http://www.sasol.com/sasol_internet/frontend/navigation.jsp?navid=1&rootid=1

⁷⁶ <http://www.sonatrach-dz.com/NEW/presentation.html#>

⁷⁷ http://www.agip.fr/fr/html/folder_1535.shtml / http://www.eni.com/en_IT/home.html

⁷⁸ <http://www.algerie360.com/algerie/l%E2%80%99algerie-se-lance-dans-la-production-de-gaz-de-schiste-avec-l%E2%80%99italien-eni/>

Les risques environnementaux liés à l'exploitation des gaz de schistes sont nombreux et se répartissent en plusieurs catégories. On peut citer celles qui ont des retombées directes et à court terme sur la santé, car même si les contraintes juridiques pèsent différemment sur les pratiques de forage en France par exemple et aux USA, nul n'est à l'abri d'une fuite ou d'un accident. Aucune garantie n'est apportée de la part des industriels sur l'innocuité parfaite des produits utilisés. Mais avant cela il faut se rappeler que ces processus industriels nécessitent en surface pour les trois phases de cycle de vie des puits (exploration, exploitation, fermeture), des implantations sur des sites qui sont restés éloignés des développements industriels et qui ont bâti difficilement leur développement économique sur le tourisme vert en particulier pour la France.

Les choix industriels d'explorer et d'exploiter dépendent on le voit du contexte économique du pays, de sa volonté de se positionner d'un point de vue géostratégique, de ses contraintes vis-à-vis de ses fournisseurs de gaz conventionnel de la volonté d'assurer son approvisionnement en énergies (voire d'étendre son mix énergétique), des opinions publiques et de leurs capacités à se mobiliser.

En Amérique du Nord, le choix a été fait par les USA de développer l'exploitation. Ils ont été pionniers en la matière. Ce choix est justifié au regard de la forte consommation d'hydrocarbures, des réserves disponibles et de la dépendance énergétique de ces pays aux hydrocarbures, mais en étant les pionniers, les Etats-Unis ont vu les premiers les difficultés techniques auxquels ils étaient confrontés avec les conséquences que l'on a vu. Ce choix semble être sinon remis en question, au moins, on voit qu'il soulève des questions en particulier sur la santé des populations proches de sites.

En Amérique du sud, où la demande est moindre, l'exploration démarre mais les conditions environnementales en Amazonie en particulier ne rendent pas la tâche facile. Avec des réserves proches de celles des Etats-Unis, les ressources de l'Argentine vont modifier la donne énergétique du pays, du continent. Pour le moment, alors que les forages commencent, les risques environnementaux, n'ont pas (encore ?) apparus.

L'Europe offre une image assez contrastée. Alors que la France a dit non à la fracturation hydraulique sans renoncer clairement à une exploitation des gaz de schiste, les autres pays semblent favorables à une exploration afin d'évaluer précisément les volumes potentiels, avec des réponses sur la suite à donner qui sont fonction du contexte : la Norvège dit que c'est trop cher à exploiter, la Pologne, l'Ukraine et dans une moindre mesure la Turquie souhaitent se désengager de l'approvisionnement (c'est-à-dire de la dépendance) russe et élargir leur mix énergétique par l'apport de gaz de schiste en utilisant les ressources de leurs propres territoires. Là encore, les conséquences environnementales dépendront directement à la fois des procédés mis en œuvre par les opérateurs et des législations sur l'exploitation du sous sol qui contraignent ces mêmes opérateurs.

Pour la zone Asie-Pacifique, la Chine qui possède les plus grosses réserves de gaz de schiste au monde, va exploiter celles-ci massivement, afin d'alimenter sa croissance. Comme précédemment, les conséquences sur l'environnement dépendront des capacités des opérateurs à faire et de (ou des) la réglementation(s) locale(s), mais les risques à long terme sont encore inconnus.

La situation semble plus complexe encore en Afrique. Comme la France, L'Afrique du sud a déposé un moratoire sur les gaz de schiste, car ce pays a vu les conséquences sur son environnement de l'exploitation massive et peu contrôlée des secteurs miniers : platine, manganèse, chrome, vanadium, cobalt, or, diamant : une pollution massive de ses territoires. Si l'Afrique subsaharienne semble être absente de la donne, l'Afrique du nord possède des ressources importantes et (à part pour la Libye où subsiste un point d'interrogation sur son avenir) semble être déterminé à exploiter ces gaz de schiste. Outre la question des risques de

pollution, la question de l'approvisionnement en eau pour les puits va être cruciale dans ces zones qui en possèdent déjà très peu.

Partagés entre des soucis d'indépendance énergétique, une volonté de modifier la donne géopolitique sur le sujet de l'énergie, les enjeux économiques et les risques encourus pour les populations, on voit bien ici que les différents pays de la planète et les opinions publiques apportent des réponses différenciées à la question du passage du "tout hydrocarbure" (pétrole et gaz conventionnels) et de son irréversible raréfaction associée à une irréversible augmentation des coûts, une "autre solution énergétique" dont on sait déjà qu'elle sera limitée dans le temps, puisque les réserves de gaz schiste sont évaluées à environ 250 ans de consommation annuelle planétaire.

Les risques sur la destruction des paysages naturels, la pollution de l'eau et de l'air et leurs conséquences sur la santé, la gestion de la ressource en eau apparaissent plus ou moins en demi-teinte selon les pays en fonction de l'accent mis sur les autres variables (indépendance énergétique,...).

Annexes

Annexe 1 : Liste des additifs chimiques. Extrait du rapport d'avril 2011 du comité de l'énergie et du commerce de la chambre des représentants (USA)

Chemical Components of Hydraulic Fracturing Products, 2005-2009,

Chemical Component	Chemical Abstract Service Number	No. of Products Containing Chemical
1-(1-naphthylmethyl)quinolinium chloride	65322-65-8	1
1,2,3-propanetricarboxylic acid, 2-hydroxy-, trisodium salt, dihydrate	6132-04-3	1
1,2,3-trimethylbenzene	526-73-8	1
1,2,4-trimethylbenzene	95-63-6	21
1,2-benzisothiazol-3	2634-33-5	1
1,2-dibromo-2,4-dicyanobutane	35691-65-7	1
1,2-ethanediaminium, N, N'-bis[2-[bis(2-hydroxyethyl)methylammonio]ethyl]-N,N'-bis(2-hydroxyethyl)-N,N'-dimethyl-, tetrachloride	138879-94-4	2
1,3,5-trimethylbenzene	108-67-8	3
1,6-hexanediamine dihydrochloride	6055-52-3	1
1,8-diamino-3,6-dioxaoctane	929-59-9	1
1-hexanol	111-27-3	1
1-methoxy-2-propanol	107-98-2	3
2,2'-azobis (2-amidopropane) dihydrochloride	2997-92-4	1
2,2-dibromo-3-nitrilopropionamide	10222-01-2	27
2-acrylamido-2-methylpropanesulphonic acid sodium salt polymer *	1	
2-bromo-2-nitropropane-1,3-diol	52-51-7	4
2-butanone oxime	96-29-7	1
2-hydroxypropionic acid	79-33-4	2
2-mercaptoethanol (Thioglycol)	60-24-2	13
2-methyl-4-isothiazolin-3-one	2682-20-4	4
2-monobromo-3-nitrilopropionamide	1113-55-9	1
2-phosphonobutane-1,2,4-tricarboxylic acid	37971-36-1	2
2-phosphonobutane-1,2,4-tricarboxylic acid, potassium salt	93858-78-7	1
2-substituted aromatic amine salt *	1	
4,4'-diaminodiphenyl sulfone	80-08-0	3
5-chloro-2-methyl-4-isothiazolin-3-one	26172-55-4	5
Acetaldehyde	75-07-0	1
Acetic acid	64-19-7	56
Acetic anhydride	108-24-7	7
Acetone	67-64-1	3
Acetophenone	98-86-2	1
Acetylenic alcohol *	1	

Acetyltriethyl citrate	77-89-4	1
Acrylamide	79-06-1	2
Acrylamide copolymer *	1	
Acrylamide copolymer	38193-60-1	1
Acrylate copolymer *	1	
Acrylic acid, 2-hydroxyethyl ester	818-61-1	1
Acrylic acid/2-acrylamido-methylpropylsulfonic acid copolymer	37350-42-8	1
Acrylic copolymer	403730-32-5	1
Acrylic polymers *	1	
Acrylic polymers	26006-22-4	2
Acyclic hydrocarbon blend *	1	
Adipic acid	124-04-9	6
Alcohol alkoxylate *	5	
Alcohol ethoxylates *	2	
Alcohols *	9	
Alcohols, C11-15-secondary, ethoxylated	68131-40-8	1
Alcohols, C12-14-secondary	126950-60-5	4
Alcohols, C12-14-secondary, ethoxylated	84133-50-6	19
Alcohols, C12-15, ethoxylated	68131-39-5	2
Alcohols, C12-16, ethoxylated	103331-86-8	1
Alcohols, C12-16, ethoxylated	68551-12-2	3
Alcohols, C14-15, ethoxylated	68951-67-7	5
Alcohols, C9-11-iso-, C10-rich, ethoxylated	78330-20-8	4
Alcohols, C9-C22 *	1	
Aldehyde *	4	
Aldol	107-89-1	1
Alfa-Alumina *	5	
Aliphatic acid *	1	
Aliphatic alcohol polyglycol ether	68015-67-8	1
Aliphatic amine derivative	120086-58-0	2
Alkaline bromide salts *	2	
Alkanes, C10-14	93924-07-3	2
Alkanes, C13-16-iso	68551-20-2	2
Alkanolamine	150-25-4	3
Alkanolamine chelate of zirconium alkoxide (Zirconium complex)	197980-53-3	4
Alkanolamine/aldehyde condensate *	1	
Alkenes *	1	
Alkenes, C>10 alpha-	64743-02-8	3
Alkenes, C>8	68411-00-7	2
Alkoxylated alcohols *	1	
Alkoxylated amines *	6	
Alkoxylated phenol formaldehyde resin	63428-92-2	1
Alkyaryl sulfonate *	1	
Alkyl (C12-16) dimethyl benzyl ammonium chloride	68424-85-1	7
Alkyl (C6-C12) alcohol, ethoxylated	68439-45-2	2
Alkyl (C9-11) alcohol, ethoxylated	68439-46-3	1
Alkyl alkoxylate *	9	

Alkyl amine *	2	
Alkyl amine blend in a metal salt solution *	1	
Alkyl aryl amine sulfonate	255043-08-04	1
Alkyl benzenesulfonic acid	68584-22-5	2
Alkyl esters *	2	
Alkyl hexanol *	1	
Alkyl ortho phosphate ester *	1	
Alkyl phosphate ester *	3	
Alkyl quaternary ammonium chlorides *	4	
Alkylaryl sulfonate *	1	
Alkylaryl sulphonic acid	27176-93-9	1
Alkylated quaternary chloride *	5	
Alkylbenzenesulfonic acid *	1	
Alkylethoammonium sulfates *	1	
Alkylphenol ethoxylates *	1	
Almandite and pyrope garnet	1302-62-1	1
Aluminium isopropoxide	555-31-7	1
Aluminum	7429-90-5	2
Aluminum chloride *	3	
Aluminum chloride	1327-41-9	2
Aluminum oxide (alpha-Alumina)	1344-28-1	24
Aluminum oxide silicate	12068-56-3	1
Aluminum silicate (mullite)	1302-76-7	38
Aluminum sulfate hydrate	10043-01-3	1
Amides, tallow, n-[3-(dimethylamino)propyl],n-oxides	68647-77-8	4
Amidoamine *	1	
Amine *	7	
Amine bisulfite	13427-63-9	1
Amine oxides *	1	
Amine phosphonate *	3	
Amine salt *	2	
Amines, C14-18; C16-18-unsaturated, alkyl, ethoxylated	68155-39-5	1
Amines, coco alkyl, acetate	61790-57-6	3
Amines, polyethylenepoly-, ethoxylated, phosphonomethylated	68966-36-9	1
Amines, tallow alkyl, ethoxylated	61791-26-2	2
Amino compounds *	1	
Amino methylene phosphonic acid salt *	1	
Amino trimethylene phosphonic acid	6419-19-8	2
Ammonia	7664-41-7	7
Ammonium acetate	631-61-8	4
Ammonium alcohol ether sulfate	68037-05-8	1
Ammonium bicarbonate	1066-33-7	1
Ammonium bifluoride (Ammonium hydrogen difluoride)	1341-49-7	10
Ammonium bisulfate	7783-20-2	3
Ammonium bisulfite	10192-30-0	15
Ammonium C6-C10 alcohol ethoxysulfate	68187-17-7	4
Ammonium C8-C10 alkyl ether sulfate	68891-29-2	4

Ammonium chloride	12125-02-9	29
Ammonium fluoride	12125-01-8	9
Ammonium hydroxide	1336-21-6	4
Ammonium nitrate	6484-52-2	2
Ammonium persulfate (Diammonium peroxodisulfate)	7727-54-0	37
Ammonium salt *	1	
Ammonium salt of ethoxylated alcohol sulfate *	1	
Amorphous silica	99439-28-8	1
Amphoteric alkyl amine	61789-39-7	1
Anionic copolymer *	3	
Anionic polyacrylamide *	1	
Anionic polyacrylamide	25085-02-3	6
Anionic polyacrylamide copolymer *	3	
Anionic polymer *	2	
Anionic polymer in solution *	1	
Anionic polymer, sodium salt	9003-04-7	1
Anionic water-soluble polymer *	2	
Antifoulant *	1	
Antimonate salt *	1	
Antimony pentoxide	1314-60-9	2
Antimony potassium oxide	29638-69-5	4
Antimony trichloride	10025-91-9	2
a-organic surfactants	61790-29-8	1
Aromatic alcohol glycol ether *	2	
Aromatic aldehyde *	2	
Aromatic ketones	224635-63-6	2
Aromatic polyglycol ether *	1	
Barium sulfate	7727-43-7	3
Bauxite	1318-16-7	16
Bentonite	1302-78-9	2
Benzene	71-43-2	3
Benzene, C10-16, alkyl derivatives	68648-87-3	1
Benzenecarboxylic acid, 1,1-dimethylethyl ester	614-45-9	1
Benzenemethanaminium	3844-45-9	1
Benzenesulfonic acid, C10-16-alkyl derivs., potassium salts	68584-27-0	1
Benzoic acid	65-85-0	11
Benzyl chloride	100-44-7	8
Biocide component *	3	
Bis(1-methylethyl)naphthalenesulfonic acid, cyclohexylamine salt	68425-61-6	1
Bis(2-hydroxyethyl)amine penta methylene phosphonic acid	35657-77-3	1
Bisphenol A/Epichlorohydrin resin	25068-38-6	5
Bisphenol A/Novolac epoxy resin	28906-96-9	1
Borate	12280-03-4	2
Borate salts *	5	
Boric acid	10043-35-3	18
Boric acid, potassium salt	20786-60-1	1
Boric acid, sodium salt	1333-73-9	2

Boric oxide	1303-86-2	1
b-tricalcium phosphate	7758-87-4	1
Butanedioic acid	2373-38-8	4
Butanol	71-36-3	3
Butyl glycidyl ether	2426-08-6	5
Butyl lactate	138-22-7	4
C10-C16 ethoxylated alcohol	68002-97-1	4
C-11 to C-14 n-alkanes, mixed *	1	
C12-C14 alcohol, ethoxylated	68439-50-9	3
Calcium carbonate	471-34-1	1
Calcium carbonate (Limestone)	1317-65-3	9
Calcium chloride	10043-52-4	17
Calcium chloride, dihydrate	10035-04-8	1
Calcium fluoride	7789-75-5	2
Calcium hydroxide	1305-62-0	9
Calcium hypochlorite	7778-54-3	1
Calcium oxide	1305-78-8	6
Calcium peroxide	1305-79-9	5
Carbohydrates *	3	
Carbon dioxide	124-38-9	4
Carboxymethyl guar gum, sodium salt	39346-76-4	7
Carboxymethyl hydroxypropyl guar	68130-15-4	11
Cellophane	9005-81-6	2
Cellulase	9012-54-8	7
Cellulase enzyme *	1	
Cellulose	9004-34-6	1
Cellulose derivative *	2	
Chloromethylnaphthalene quinoline quaternary amine	15619-48-4	3
Chlorous ion solution *	2	
Choline chloride	67-48-1	3
Chromates *	1	
Chromium (iii) acetate	1066-30-4	1
Cinnamaldehyde (3-phenyl-2-propenal)	104-55-2	5
Citric acid (2-hydroxy-1,2,3 propanetricarboxylic acid)	77-92-9	29
Citrus terpenes	94266-47-4	11
Coal, granular	50815-10-6	1
Cobalt acetate	71-48-7	1
Cocamidopropyl betaine	61789-40-0	2
Cocamidopropylamine oxide	68155-09-9	1
Coco bis-(2-hydroxyethyl) amine oxide	61791-47-7	1
Cocoamidopropyl betaine	70851-07-9	1
Cocomidopropyl dimethylamine	68140-01-2	1
Coconut fatty acid diethanolamide	68603-42-9	1
Collagen (Gelatin)	9000-70-8	6
Complex alkylaryl polyo-ester *	1	
Complex aluminum salt *	2	
Complex organometallic salt *	2	
Complex substituted keto-amine	143106-84-7	1

Complex substituted keto-amine hydrochloride *	1	
Copolymer of acrylamide and sodium acrylate	25987-30-8	1
Copper	7440-50-8	1
Copper iodide	7681-65-4	1
Copper sulfate	7758-98-7	3
Corundum (Aluminum oxide)	1302-74-5	48
Crotonaldehyde	123-73-9	1
Crystalline silica - cristobalite	14464-46-1	44
Crystalline silica - quartz (SiO ₂)	14808-60-7	207
Crystalline silica, tridymite	15468-32-3	2
Cumene	98-82-8	6
Cupric chloride	7447-39-4	10
Cupric chloride dihydrate	10125-13-0	7
Cuprous chloride	7758-89-6	1
Cured acrylic resin *	7	
Cured resin *	4	
Cured silicone rubber-polydimethylsiloxane	63148-62-9	1
Cured urethane resin *	3	
Cyclic alkanes *	1	
Cyclohexane	110-82-7	1
Cyclohexanone	108-94-1	1
Decanol	112-30-1	2
Decyl-dimethyl amine oxide	2605-79-0	4
Dextrose monohydrate	50-99-7	1
D-Glucitol	50-70-4	1
Di (2-ethylhexyl) phthalate	117-81-7	3
Di (ethylene glycol) ethyl ether acetate	112-15-2	4
Diatomaceous earth	61790-53-2	3
Diatomaceous earth, calcined	91053-39-3	7
Dibromoacetonitrile	3252-43-5	1
Dibutylaminoethanol (2-dibutylaminoethanol)	102-81-8	4
Di-calcium silicate	10034-77-2	1
Dicarboxylic acid *	1	
Didecyl dimethyl ammonium chloride	7173-51-5	1
Diesel *	1	
Diesel	68334-30-5	3
Diesel	68476-30-2	4
Diesel	68476-34-6	43
Diethanolamine (2,2-iminodiethanol)	111-42-2	14
Diethylbenzene	25340-17-4	1
Diethylene glycol	111-46-6	8
Diethylene glycol monomethyl ether	111-77-3	4
Diethylene triaminepenta (methylene phosphonic acid)	15827-60-8	1
Diethylenetriamine	111-40-0	2
Diethylenetriamine, tall oil fatty acids reaction product	61790-69-0	1
Diisopropyl naphthalenesulfonic acid	28757-00-8	2
Dimethyl formamide	68-12-2	5
Dimethyl glutarate	1119-40-0	1

Dimethyl silicone *	2	
Diocetyl sodium sulfosuccinate	577-11-7	1
Dipropylene glycol	25265-71-8	1
Dipropylene glycol monomethyl ether (2-methoxymethylethoxy propanol)	34590-94-8	12
Di-secondary-butylphenol	53964-94-6	3
Disodium EDTA	139-33-3	1
Disodium ethylenediaminediacetate	38011-25-5	1
Disodium ethylenediaminetetraacetate dihydrate	6381-92-6	1
Disodium octaborate tetrahydrate	12008-41-2	1
Dispersing agent *	1	
d-Limonene	5989-27-5	11
Dodecyl alcohol ammonium sulfate	32612-48-9	2
Dodecylbenzene sulfonic acid	27176-87-0	14
Dodecylbenzene sulfonic acid salts	42615-29-2	2
Dodecylbenzene sulfonic acid salts	68648-81-7	7
Dodecylbenzene sulfonic acid salts	90218-35-2	1
Dodecylbenzenesulfonate isopropanolamine	42504-46-1	1
Dodecylbenzenesulfonic acid, monoethanolamine salt	26836-07-7	1
Dodecylbenzenesulphonic acid, morpholine salt	12068-08-5	1
EDTA/Copper chelate *	2	
EO-C7-9-iso-, C8-rich alcohols	78330-19-5	5
Epichlorohydrin	25085-99-8	5
Epoxy resin *	5	
Erucic amidopropyl dimethyl betaine	149879-98-1	3
Erythorbic acid	89-65-6	2
Essential oils *	6	
Ethanaminium, n,n,n-trimethyl-2-[(1-oxo-2-propenyl)oxy]-,chloride, polymer with		
2-propenamide	69418-26-4	4
Ethanol (Ethyl alcohol)	64-17-5	36
Ethanol, 2-(hydroxymethylamino)-	34375-28-5	1
Ethanol, 2, 2'-(Octadecylamino) bis-	10213-78-2	1
Ethanoldiglycine disodium salt	135-37-5	1
Ether salt	25446-78-0	2
Ethoxylated 4-nonylphenol (Nonyl phenol ethoxylate)	26027-38-3	9
Ethoxylated alcohol	104780-82-7	1
Ethoxylated alcohol	78330-21-9	2
Ethoxylated alcohols *	3	
Ethoxylated alkyl amines *	1	
Ethoxylated amine *	1	
Ethoxylated amines	61791-44-4	1
Ethoxylated fatty acid ester *	1	
Ethoxylated nonionic surfactant *	1	
Ethoxylated nonyl phenol *	8	
Ethoxylated nonyl phenol	68412-54-4	10
Ethoxylated nonyl phenol	9016-45-9	38
Ethoxylated octyl phenol	68987-90-6	1
Ethoxylated octyl phenol	9002-93-1	1

Ethoxylated octyl phenol	9036-19-5	3
Ethoxylated oleyl amine	13127-82-7	2
Ethoxylated oleyl amine	26635-93-8	1
Ethoxylated sorbitol esters *	1	
Ethoxylated tridecyl alcohol phosphate	9046-01-9	2
Ethoxylated undecyl alcohol	127036-24-2	2
Ethyl acetate	141-78-6	4
Ethyl acetoacetate	141-97-9	1
Ethyl octynol (1-octyn-3-ol,4-ethyl-)	5877-42-9	5
Ethylbenzene	100-41-4	28
Ethylene glycol (1,2-ethanediol)	107-21-1	119
Ethylene glycol monobutyl ether (2-butoxyethanol)	111-76-2	126
Ethylene oxide	75-21-8	1
Ethylene oxide-nonylphenol polymer *	1	
Ethylenediaminetetraacetic acid	60-00-4	1
Ethylene-vinyl acetate copolymer	24937-78-8	1
Ethylhexanol (2-ethylhexanol)	104-76-7	18
Fatty acid ester *	1	
Fatty acid, tall oil, hexa esters with sorbitol, ethoxylated	61790-90-7	1
Fatty acids *	1	
Fatty alcohol alkoxylate *	1	
Fatty alkyl amine salt *	1	
Fatty amine carboxylates *	1	
Fatty quaternary ammonium chloride	61789-68-2	1
Ferric chloride	7705-08-0	3
Ferric sulfate	10028-22-5	7
Ferrous sulfate, heptahydrate	7782-63-0	4
Fluoroaliphatic polymeric esters *	1	
Formaldehyde	50-00-0	12
Formaldehyde polymer *	2	
Formaldehyde, polymer with 4-(1,1-dimethyl)phenol, methyloxirane and oxirane	30704-64-4	3
4-nonylphenol and oxirane	30846-35-6	1
Formaldehyde, polymer with ammonia and phenol	35297-54-2	2
Formamide	75-12-7	5
Formic acid	64-18-6	24
Fumaric acid	110-17-8	8
Furfural	98-01-1	1
Furfuryl alcohol	98-00-0	3
Glass fiber	65997-17-3	3
Gluconic acid	526-95-4	1
Glutaraldehyde	111-30-8	20
Glycerol (1,2,3-Propanetriol, Glycerine)	56-81-5	16
Glycol ethers *	9	
Glycol ethers	9004-77-7	4
Glyoxal	107-22-2	3
Glyoxylic acid	298-12-4	1
Guar gum	9000-30-0	41

Guar gum derivative *	12	
Haloalkyl heteropolycycle salt *	6	
Heavy aromatic distillate	68132-00-3	1
Heavy aromatic petroleum naphtha	64742-94-5	45
Heavy catalytic reformed petroleum naphtha	64741-68-0	10
Hematite *	5	
Hemicellulase	9025-56-3	2
Hexahydro-1,3,5-tris(2-hydroxyethyl)-s-triazine (Triazine)	4719-04-4	4
Hexamethylenetetramine	100-97-0	37
Hexanediamine	124-09-4	1
Hexanes *	1	
Hexylene glycol	107-41-5	5
Hydrated aluminum silicate	1332-58-7	4
Hydrocarbon mixtures	8002-05-9	1
Hydrocarbons *	3	
Hydrodesulfurized kerosine (petroleum)	64742-81-0	3
Hydrodesulfurized light catalytic cracked distillate (petroleum)	68333-25-5	1
Hydrodesulfurized middle distillate (petroleum)	64742-80-9	1
Hydrogen chloride (Hydrochloric acid)	7647-01-0	42
Hydrogen fluoride (Hydrofluoric acid)	7664-39-3	2
Hydrogen peroxide	7722-84-1	4
Hydrogen sulfide	7783-06-4	1
Hydrotreated and hydrocracked base oil *	2	
Hydrotreated heavy naphthenic distillate	64742-52-5	3
Hydrotreated heavy paraffinic petroleum distillates	64742-54-7	1
Hydrotreated heavy petroleum naphtha	64742-48-9	7
Hydrotreated light petroleum distillates	64742-47-8	89
Hydrotreated middle petroleum distillates	64742-46-7	3
Hydroxyacetic acid (Glycolic acid)	79-14-1	6
Hydroxyethylcellulose	9004-62-0	1
Hydroxyethylethylenediaminetriacetic acid, trisodium salt	139-89-9	1
Hydroxylamine hydrochloride	5470-11-1	1
Hydroxypropyl guar gum	39421-75-5	2
Hydroxysultaine *	1	
Inner salt of alkyl amines *	2	
Inorganic borate *	3	
Inorganic particulate *	1	
Inorganic salt *	1	
Inorganic salt	533-96-0	1
Inorganic salt	7446-70-0	1
Instant coffee purchased off the shelf *	1	
Inulin, carboxymethyl ether, sodium salt	430439-54-6	1
Iron oxide	1332-37-2	2
Iron oxide (Ferric oxide)	1309-37-1	18
Iso amyl alcohol	123-51-3	1
Iso-alkanes/n-alkanes *	10	
Isobutanol (Isobutyl alcohol)	78-83-1	4

Isomeric aromatic ammonium salt *	1	
Isooctanol	26952-21-6	1
Isooctyl alcohol	68526-88-0	1
Isooctyl alcohol bottoms	68526-88-5	1
Isopropanol (Isopropyl alcohol, Propan-2-ol)	67-63-0	274
Isopropylamine	75-31-0	1
Isotridecanol, ethoxylated	9043-30-5	1
Kerosene	8008-20-6	13
Lactic acid	10326-41-7	1
Lactic acid	50-21-5	1
L-Dilactide	4511-42-6	1
Lead	7439-92-1	1
Light aromatic solvent naphtha	64742-95-6	11
Light catalytic cracked petroleum distillates	64741-59-9	1
Light naphtha distillate, hydrotreated	64742-53-6	1
Low toxicity base oils *	1	
Maghemite *	2	
Magnesium carbonate	546-93-0	1
Magnesium chloride	7786-30-3	4
Magnesium hydroxide	1309-42-8	4
Magnesium iron silicate	1317-71-1	3
Magnesium nitrate	10377-60-3	5
Magnesium oxide	1309-48-4	18
Magnesium peroxide	1335-26-8	2
Magnesium peroxide	14452-57-4	4
Magnesium phosphide	12057-74-8	1
Magnesium silicate	1343-88-0	3
Magnesium silicate hydrate (talc)	14807-96-6	2
Magnetite *	3	
Medium aliphatic solvent petroleum naphtha	64742-88-7	10
Metal salt *	2	
Metal salt solution *	1	
Methanol (Methyl alcohol)	67-56-1	342
Methyl isobutyl carbinol (Methyl amyl alcohol)	108-11-2	3
Methyl salicylate	119-36-8	6
Methyl vinyl ketone	78-94-4	2
Methylcyclohexane	108-87-2	1
Mica	12001-26-2	3
Microcrystalline silica	1317-95-9	1
Mineral *	1	
Mineral Filler *	1	
Mineral spirits (stoddard solvent)	8052-41-3	2
Mixed titanium ortho ester complexes *	1	
Modified alkane *	1	
Modified cycloaliphatic amine adduct *	3	
Modified lignosulfonate *	1	
Monoethanolamine (Ethanolamine)	141-43-5	17
Monoethanolamine borate	26038-87-9	1

Morpholine	110-91-8	2
Mullite	1302-93-8	55
n,n-dibutylthiourea	109-46-6	1
N,N-dimethyl-1-octadecanamine-HCl *	1	
N,N-dimethyloctadecylamine	124-28-7	3
N,N-dimethyloctadecylamine hydrochloride	1613-17-8	2
n,n'-Methylenebisacrylamide	110-26-9	1
n-alkyl dimethyl benzyl ammonium chloride	139-08-2	1
Naphthalene	91-20-3	44
Naphthalene derivatives *	1	
Naphthalenesulphonic acid, bis (1-methylethyl)-methyl derivatives	99811-86-6	1
Natural asphalt	12002-43-6	1
n-cocoamidopropyl-n,n-dimethyl-n-2-hydroxypropylsulfobetaine	68139-30-0	1
n-dodecyl-2-pyrrolidone	2687-96-9	1
N-heptane	142-82-5	1
Nickel sulfate hexahydrate	10101-97-0	2
Nitrilotriacetamide	4862-18-4	4
Nitrilotriacetic acid	139-13-9	6
Nitrilotriacetonitrile	7327-60-8	3
Nitrogen	7727-37-9	9
n-Methylpyrrolidone	872-50-4	1
Nonane, all isomers *	1	
Non-hazardous salt *	1	
Nonionic surfactant *	1	
Nonyl phenol ethoxylate *	2	
Nonyl phenol ethoxylate	9016-45-6	2
Nonyl phenol ethoxylate	9018-45-9	1
Nonylphenol	25154-52-3	1
Nonylphenol, ethoxylated and sulfated	9081-17-8	1
N-propyl zirconate *	1	
N-tallowalkyltrimethylenediamines *	1	
Nuisance particulates *	2	
Nylon fibers	25038-54-4	2
Octanol	111-87-5	2
Octyltrimethylammonium bromide	57-09-0	1
Olefinic sulfonate *	1	
Olefins *	1	
Organic acid salt *	3	
Organic acids *	1	
Organic phosphonate *	1	
Organic phosphonate salts *	1	
Organic phosphonic acid salts *	6	
Organic salt *	1	
Organic sulfur compound *	2	
Organic titanate *	2	
Organiophilic clay *	2	
Organo-metallic ammonium complex *	1	

Other inorganic compounds *	1	
Oxirane, methyl-, polymer with oxirane, mono-C10-16-alkyl ethers, phosphates	68649-29-6	1
Oxyalkylated alcohol *	6	
Oxyalkylated alcohols	228414-35-5	1
Oxyalkylated alkyl alcohol *	1	
Oxyalkylated alkylphenol *	1	
Oxyalkylated fatty acid *	2	
Oxyalkylated phenol *	1	
Oxyalkylated polyamine *	1	
Oxylated alcohol *	1	
Paraffin wax	8002-74-2	1
Paraffinic naphthenic solvent *	1	
Paraffinic solvent *	5	
Paraffins *	1	
Perlite	93763-70-3	1
Petroleum distillates *	26	
Petroleum distillates	64742-65-0	1
Petroleum distillates	64742-97-5	1
Petroleum distillates	68477-31-6	3
Petroleum gas oils *	1	
Petroleum gas oils	64741-43-1	1
Phenol	108-95-2	5
Phenol-formaldehyde resin	9003-35-4	32
Phosphate ester *	6	
Phosphate esters of alkyl phenyl ethoxylate	68412-53-3	1
Phosphine *	1	
Phosphonic acid *	1	
Phosphonic acid	129828-36-0	1
Phosphonic acid	13598-36-2	3
Phosphonic acid (dimethylamino(methylene))	29712-30-9	1
Phosphonic acid, [nitrilotris(methylene)]tris-, pentasodium salt	2235-43-0	1
Phosphoric acid	7664-38-2	7
Phosphoric acid ammonium salt *	1	
Phosphoric acid, mixed decyl, octyl and ethyl esters	68412-60-2	3
Phosphorous acid	10294-56-1	1
Phthalic anhydride	85-44-9	2
Pine oil	8002-09-3	5
Plasticizer *	1	
Poly(oxy-1,2-ethanediyl)	24938-91-8	1
Poly(oxy-1,2-ethanediyl), alpha-(4-nonylphenyl)-omega-hydroxy-, branched		
(Nonylphenol ethoxylate)	127087-87-0	3
Poly(oxy-1,2-ethanediyl), alpha-hydro-omega-hydroxy	65545-80-4	1
Poly(oxy-1,2-ethanediyl), alpha-sulfo-omega-(hexyloxy)-, ammonium salt	63428-86-4	3
Poly(oxy-1,2-ethanediyl),a-(nonylphenyl)-w-hydroxy-, phosphate	51811-79-1	1

Poly-(oxy-1,2-ethanediyl)-alpha-undecyl-omega-hydroxy	34398-01-1	6
Poly(sodium-p-styrenesulfonate)	25704-18-1	1
Poly(vinyl alcohol)	25213-24-5	2
Polyacrylamides	9003-05-8	2
Polyacrylamides *	1	
Polyacrylate *	1	
Polyamine *	2	
Polyanionic cellulose *	2	
Polyepichlorohydrin, trimethylamine quaternized	51838-31-4	1
Polyetheramine	9046-10-0	3
Polyether-modified trisiloxane	27306-78-1	1
Polyethylene glycol	25322-68-3	20
Polyethylene glycol ester with tall oil fatty acid	9005-02-1	1
Polyethylene polyammonium salt	68603-67-8	2
Polyethylene-polypropylene glycol	9003-11-6	5
Poly lactide resin *	3	
Polyoxyalkylenes *	1	
Polyoxyethylene castor oil	61791-12-6	1
Polyphosphoric acid, esters with triethanolamine, sodium salts	68131-72-6	1
Polypropylene glycol	25322-69-4	1
Polysaccharide *	20	
Polyvinyl alcohol *	1	
Polyvinyl alcohol	9002-89-5	2
Polyvinyl alcohol/polyvinylacetate copolymer *	1	
Potassium acetate	127-08-2	1
Potassium carbonate	584-08-7	12
Potassium chloride	7447-40-7	29
Potassium formate	590-29-4	3
Potassium hydroxide	1310-58-3	25
Potassium iodide	7681-11-0	6
Potassium metaborate	13709-94-9	3
Potassium metaborate	16481-66-6	3
Potassium oxide	12136-45-7	1
Potassium pentaborate *	1	
Potassium persulfate	7727-21-1	9
Propanol (Propyl alcohol)	71-23-8	18
Propanol, [2(2-methoxy-methylethoxy) methylethoxyl]	20324-33-8	1
Propargyl alcohol (2-propyn-1-ol)	107-19-7	46
Propylene carbonate (1,3-dioxolan-2-one, methyl-)	108-32-7	2
Propylene glycol (1,2-propanediol)	57-55-6	18
Propylene oxide	75-56-9	1
Propylene pentamer	15220-87-8	1
p-Xylene	106-42-3	1
Pyridinium, 1-(phenylmethyl)-, ethyl methyl derivatives, chlorides	68909-18-2	9
Pyrogenic silica	112945-52-5	3
Quaternary amine compounds *	3	
Quaternary amine compounds	61789-18-2	1

Quaternary ammonium compounds *	9	
Quaternary ammonium compounds	19277-88-4	1
Quaternary ammonium compounds	68989-00-4	1
Quaternary ammonium compounds	8030-78-2	1
Quaternary ammonium compounds, dicoco alkyldimethyl, chlorides	61789-77-3	2
Quaternary ammonium salts *	2	
Quaternary compound *	1	
Quaternary salt *	2	
Quaternized alkyl nitrogenated compound	68391-11-7	2
Rafinnates (petroleum), sorption process	64741-85-1	2
Residues (petroleum), catalytic reformer fractionator	64741-67-9	10
Resin	8050-09-7	2
Rutile	1317-80-2	2
Salt of phosphate ester *	3	
Salt of phosphono-methylated diamine *	1	
Salts of oxyalkylated fatty amines	68551-33-7	1
Secondary alcohol *	7	
Silica (Silicon dioxide)	7631-86-9	47
Silica, amorphous *	3	
Silica, amorphous precipitated	67762-90-7	1
Silicon carboxylate	681-84-5	1
Silicon dioxide (Fused silica)	60676-86-0	7
Silicone emulsion *	1	
Sodium (C14-16) olefin sulfonate	68439-57-6	4
Sodium 2-ethylhexyl sulfate	126-92-1	1
Sodium acetate	127-09-3	6
Sodium acid pyrophosphate	7758-16-9	5
Sodium alkyl diphenyl oxide sulfonate	28519-02-0	1
Sodium aluminate	1302-42-7	1
Sodium aluminum phosphate	7785-88-8	1
Sodium bicarbonate (Sodium hydrogen carbonate)	144-55-8	10
Sodium bisulfite	7631-90-5	6
Sodium bromate	7789-38-0	10
Sodium bromide	7647-15-6	1
Sodium carbonate	497-19-8	14
Sodium chlorate	7775-09-9	1
Sodium chloride	7647-14-5	48
Sodium chlorite	7758-19-2	8
Sodium cocaminopropionate	68608-68-4	2
Sodium diacetate	126-96-5	2
Sodium erythorbate	6381-77-7	4
Sodium glycolate	2836-32-0	2
Sodium hydroxide (Caustic soda)	1310-73-2	80
Sodium hypochlorite	7681-52-9	14
Sodium lauryl-ether sulfate	68891-38-3	3
Sodium metabisulfite	7681-57-4	1
Sodium metaborate	7775-19-1	2

Sodium metaborate tetrahydrate	35585-58-1	6
Sodium metasilicate, anhydrous	6834-92-0	2
Sodium nitrite	7632-00-0	1
Sodium oxide (Na ₂ O)	1313-59-3	1
Sodium perborate	1113-47-9	1
Sodium perborate	7632-04-4	1
Sodium perborate tetrahydrate	10486-00-7	4
Sodium persulfate	7775-27-1	6
Sodium phosphate *	2	
Sodium polyphosphate	68915-31-1	1
Sodium salicylate	54-21-7	1
Sodium silicate	1344-09-8	2
Sodium sulfate	7757-82-6	7
Sodium tetraborate	1330-43-4	7
Sodium tetraborate decahydrate	1303-96-4	10
Sodium thiosulfate	7772-98-7	10
Sodium thiosulfate pentahydrate	10102-17-7	3
Sodium trichloroacetate	650-51-1	1
Sodium tripolyphosphate	7758-29-4	2
Sodium xylene sulfonate	1300-72-7	3
Sodium zirconium lactate	174206-15-6	1
Solvent refined heavy naphthenic petroleum distillates	64741-96-4	1
Sorbitan monooleate	1338-43-8	1
Stabilized aqueous chlorine dioxide	10049-04-4	1
Stannous chloride	7772-99-8	1
Stannous chloride dihydrate	10025-69-1	6
Starch	9005-25-8	5
Steam cracked distillate, cyclodiene dimer, dicyclopentadiene polymer	68131-87-3	1
Steam-cracked petroleum distillates	64742-91-2	6
Straight run middle petroleum distillates	64741-44-2	5
Substituted alcohol *	2	
Substituted alkene *	1	
Substituted alkylamine *	2	
Sucrose	57-50-1	1
Sulfamic acid	5329-14-6	6
Sulfate *	1	
Sulfonate acids *	1	
Sulfonate surfactants *	1	
Sulfonic acid salts *	1	
Sulfonic acids, petroleum	61789-85-3	1
Sulfur compound *	1	
Sulfuric acid	7664-93-9	9
Sulfuric acid, monodecyl ester, sodium salt	142-87-0	2
Sulfuric acid, monoethyl ester, sodium salt	142-31-4	2
Surfactants *	13	
Sweetened middle distillate	64741-86-2	1
Synthetic organic polymer	9051-89-2	2

Tall oil (Fatty acids)	61790-12-3	4
Tall oil, compound with diethanolamine	68092-28-4	1
Tallow soap *	2	
Tar bases, quinoline derivatives, benzyl chloride-quaternized	72480-70-7	5
Tergitol	68439-51-0	1
Terpene hydrocarbon byproducts	68956-56-9	3
Terpenes *	1	
Terpenes and terpenoids, sweet orange-oil	68647-72-3	2
Terpineol	8000-41-7	1
Tert-butyl hydroperoxide	75-91-2	6
Tetra-calcium-alumino-ferrite	12068-35-8	1
Tetraethylene glycol	112-60-7	1
Tetraethylenepentamine	112-57-2	2
Tetrahydro-3,5-dimethyl-2H-1,3,5-thiadiazine-2-thione (Dazomet)	533-74-4	13
Tetrakis (hydroxymethyl) phosphonium sulfate	55566-30-8	12
Tetramethyl ammonium chloride	75-57-0	14
Tetrasodium 1-hydroxyethylidene-1,1-diphosphonic acid	3794-83-0	1
Tetrasodium ethylenediaminetetraacetate	64-02-8	10
Thiocyanate sodium	540-72-7	1
Thioglycolic acid	68-11-1	6
Thiourea	62-56-6	9
Thiourea polymer	68527-49-1	3
Titanium complex *	1	
Titanium oxide	13463-67-7	19
Titanium, isopropoxy (triethanolaminate)	74665-17-1	2
Toluene	108-88-3	29
Treated ammonium chloride (with anti-caking agent a or b)	12125-02-9	1
Tributyl tetradecyl phosphonium chloride	81741-28-8	5
Tri-calcium silicate	12168-85-3	1
Tridecyl alcohol	112-70-9	1
Triethanolamine (2,2,2-nitrioltriethanol)	102-71-6	21
Triethanolamine polyphosphate ester	68131-71-5	3
Triethanolamine titanate	36673-16-2	1
Triethanolamine zirconate	101033-44-7	6
Triethanolamine zirconium chelate *	1	
Triethyl citrate	77-93-0	1
Triethyl phosphate	78-40-0	1
Triethylene glycol	112-27-6	3
Triisopropanolamine	122-20-3	5
Trimethylammonium chloride	593-81-7	1
Trimethylbenzene	25551-13-7	5
Trimethyloctadecylammonium (1-octadecanaminium, N,N,N-trimethyl-, chloride)	112-03-8	6
Tris(hydroxymethyl)aminomethane	77-86-1	1
Trisodium ethylenediaminetetraacetate	150-38-9	1
Trisodium ethylenediaminetriacetate	19019-43-3	1
Trisodium nitrilotriacetate	18662-53-8	8

Trisodium nitrilotriacetate (Nitrilotriacetic acid, trisodium salt monohydrate)	5064-31-3	9
Trisodium ortho phosphate	7601-54-9	1
Trisodium phosphate dodecahydrate	10101-89-0	1
Ulexite	1319-33-1	1
Urea	57-13-6	3
Wall material *	1	
Walnut hulls *	2	
White mineral oil	8042-47-5	8
Xanthan gum	11138-66-2	6
Xylene	1330-20-7	44
Zinc chloride	7646-85-7	1
Zinc oxide	1314-13-2	2
Zirconium complex *	10	
Zirconium dichloride oxide	7699-43-6	1
Zirconium oxide sulfate	62010-10-0	2
Zirconium sodium hydroxy lactate complex (Sodium zirconium lactate)	113184-20-6	2

Annexe 2 : Lettre de mission au CGIET et au CGEDD sur l'exploration et l'exploitation des gaz de schiste



MINISTRE DE L'INDUSTRIE, DE L'ENERGIE
ET DE L'ECONOMIE NUMERIQUE

LE MINISTRE

REF. : IND/2011/B771

MINISTRE DE L'ECOLOGIE,
DU DEVELOPPEMENT DURABLE,
DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT

LA MINISTRE

PARIS, LE - 4 FEV. 2011

Note à l'attention de Messieurs
Pascal Faure, Vice-président
Conseil général de l'industrie de l'énergie et des technologies
et de
Christian Leyrit, Vice-président
Conseil général de l'environnement et du développement durable

Le « gaz de schiste », aussi appelé « gaz de roche-mère », est un gaz contenu dans des roches sédimentaires argileuses, situées entre 1 et 3 kilomètres de profondeur, qui sont à la fois compactes et très peu perméables. Il s'agit de gisements non conventionnels dans la mesure où le gaz se trouve piégé dans la roche et ne peut pas être exploité de la même manière que les gaz contenus dans des roches plus perméables. Son exploitation nécessite le plus souvent des forages horizontaux et une fracturation hydraulique des formations géologiques profondes. Comme dans le cas d'une production de gaz conventionnel, le gaz remonte ensuite à la surface à travers un tube en acier puis rejoint un gazoduc.

Ce gaz est aujourd'hui produit en grande quantité aux Etats-Unis, où il représente plus de 12 % de la production locale de gaz, contre seulement 1 % en 2000. Les ressources mondiales de gaz de schiste seraient quatre fois plus importantes que les réserves prouvées en gaz conventionnel.

Les huiles de roche-mère suscitent un intérêt comparable à celui suscité par les gaz de roche-mère. En cas d'exploitation, les opérations de fond de puits, dans sa section horizontale, sont analogues à celles à réaliser pour le gaz : il faut « micro fracturer » hydrauliquement la roche mère pour libérer l'huile prisonnière.

Toutes les études prospectives ont démontré le caractère durablement dépendant de la France aux hydrocarbures. Le gaz naturel y joue un rôle particulier dans la mesure où sa consommation se substitue avantageusement au fioul ou au charbon, plus émetteurs de gaz à effet de serre, notamment pour la production d'électricité aux heures de pointe. Les hydrocarbures de roche-mère (gaz et huiles) constituent donc un enjeu énergétique et économique de premier ordre.

En Europe, et notamment en France, l'évaluation de ce type de ressources n'en est qu'à ses premières étapes. Aucune demande de permis d'exploitation de gisement d'hydrocarbures de roche-mère n'a été déposée à ce jour. Les trois permis de recherche de gaz publiés au Journal Officiel les 30 mars, 31 mars et 2 avril 2010 ont pour seul objectif l'évaluation du

potentiel de production dans trois bassins sédimentaires du sud de la France. Il en est de même pour les trois permis de recherche d'huile de roche-mère en Ile-de-France publiés au Journal Officiel des 8 août 2008 et 24 octobre 2009. Si d'éventuels travaux d'exploitation étaient envisagés, ils seraient soumis à une double enquête publique, d'une part pour la concession, d'autre part pour l'ouverture des travaux (décrets 2006-648 et 2006-649). Les dossiers comprennent notamment la preuve des capacités techniques et financières du demandeur, une étude d'impact environnemental, un document indiquant les incidences des travaux sur la ressource en eau, une étude de sécurité et de santé et une étude de danger.

Afin d'anticiper au mieux les éventuelles demandes de permis d'exploitation, nous avons décidé de vous confier une mission d'étude et d'analyse. Nous souhaitons que le Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies et le Conseil général de l'environnement et du développement durable éclairent conjointement le gouvernement sur les enjeux du développement potentiel de ces éventuelles ressources, sur l'encadrement environnemental approprié à cet éventuel développement et sur les actions prioritaires à conduire.

Les questions suivantes devront être approfondies en priorité :

- Le potentiel de développement des hydrocarbures de roche-mère, dans le monde, en Europe, et en France, ainsi que les opportunités économiques et les enjeux géopolitiques associés ;
- Une revue comparative des technologies d'exploitation et de raccordement au réseau d'éventuels gisements : leur efficacité, leur maîtrise par l'industrie française et européenne, leurs impacts, leur coût et leurs perspectives d'évolution. Les meilleures techniques disponibles seront déterminées ;
- Une revue des enjeux sociétaux et environnementaux, au plan national et local, pouvant avoir une incidence sur le développement d'une exploitation des hydrocarbures de roche-mère en France. L'impact paysager, l'impact géologique et géotechnique, et l'impact sur la ressource en eau ou les émissions de gaz à effet de serre me semblent devoir faire l'objet d'une attention particulière. La coordination entre la demande de classement à l'UNESCO de l'espace Causses-Cévennes et l'instruction des permis exclusifs de recherche de mines d'hydrocarbures sur cette zone sera prise en compte ;
- Le cadre légal, fiscal et réglementaire applicable, l'organisation et les moyens de l'administration en charge des instructions et les ajustements éventuellement nécessaires.

Les titulaires et demandeurs de titres de recherche en France seront informés de cette mission afin qu'il vous soit possible de les rencontrer.

Vous voudrez bien nous remettre un rapport d'étape avant le 15 avril 2011 et le rapport final avant le 31 mai 2011.



Eric Besson



Nathalie Kosciusko-Morizet

Annexe 3 : Additifs utilisés dans les fluides de forage

-Argiles

Bentonites

-Colloïdes organiques

Amidon

-Additifs minéraux

Soude caustique (Na OH)

Bicarbonate de soude (Na HC03)

Gypse (Ca S04, 2 H20)

Chaux éteinte (Ca (OH)2)

Sel (NaCl)

Chlorure de calcium (Ca Cl2)

Annexe 4 : Boues de forage : rôle, composition, typologie, circuit, caractéristiques

Source IFP

Les fluides de forage doivent avoir des propriétés telles qu'ils facilitent, accélèrent le forage, favorisent ou tout au moins ne réduisent pas d'une manière sensible et permanente les possibilités de production des sondages.

1-Rôle du fluide de forage

Les boues de forage doivent avoir des propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

- Nettoyage du puits,
- Maintien des déblais en suspension,
- Sédimentation des déblais fins en surface,
- Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits,
- Dépôt d'un cake imperméable,
- Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile,
- Entraînement de l'outil,
- Apport de renseignements sur le sondage,
- Augmentation de la vitesse d'avancement,
- Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde,
- Contamination des formations productrices,
- Corrosion et usure du matériel,
- Toxicité et sécurité,
- Diminution du poids apparent du matériel de sondage.

2-La composition de la Boue de forage :

Les bentonites

Les bentonites sont des argiles sodiques du type montmorillonite qui présentent la propriété de se disperser dans l'eau douce en absorbant de grandes quantités d'eau.

Les bentonites sont employées pour augmenter la viscosité et les gels des boues douces et diminuer leur filtrat. En milieu salé (plus de 35 g/l de Na Cl), les bentonites sont inefficaces et ne servent alors que de support colloïdal.

Colloïdes organiques

L'amidon

Les amidons pour boues de forage sont extraits des pommes de terre, du riz, du maïs, du blé et traités spécialement pour gonfler rapidement même dans l'eau froide et non alcaline.

L'amidon est ajouté dans les boues douces ou salées pour réduire le filtrat. Son emploi exige cependant que l'une de ces trois conditions soit satisfaites :

- pH > 12,
- présence anti ferment,
- salinité supérieure à 200/250 g/l.

Un bon amidon doit réduire le filtrat sans trop augmenter la viscosité de la boue et il doit résister à une température de 150 °C.

Les additifs minéraux

La soude caustique (Na OH)

Le bicarbonate de soude (Na HC03)

Le gypse (Ca S04, 2 H20)

La chaux éteinte (Ca (OH)2)

Le sel (NaCl)

Le chlorure de calcium (Ca Cl2)

3-Type de fluide de forage

3.1.boue à base d'eau

C'est une boue dont la phase continue est l'eau, on y trouve trois phases distinctes :

L'eau de fabrication : elle peut être une eau douce contenant très peu ou de sels de sodium, calcium, magnésium ou dessalée. Sa dureté dépend des deux derniers éléments.

La dureté de l'eau diminue sa rentabilité. Pour faire face à ce problème, des quantités de soude caustique ou de carbonates de soude sont ajoutées afin d'adoucir cette eau.

L'eau de fabrication peut être plus ou moins salée de 7 à 35g/l. Elle peut être également salée saturée i.e. 318g/l de Nacl et avoir une densité voisine de 1.2.

On peut y ajouter de l'huile et former une émulsion du type huile dans l'eau. La phase aqueuse peut contenir aussi des produits chimiques ajoutés pour traiter la boue.

Les argiles :

Dans ce type de boue, les argiles sont utilisées pour augmenter la viscosité et réduire le filtrat.

Les argiles les plus couramment utilisés sont du type Montmorillonite (de Montmorillon de Vienne) et sont connus sous le nom « bentonites ».

L'argile peut provenir de la formation le long du forage et faire augmenter dangereusement la viscosité de la boue. Ceci peut être contourné par l'addition de produits fluidifiants et inhibiteurs de gonflement, ajout d'eau, centrifugation, etc.

Les solides inertes :

Ils n'agissent que par effet de masse. On peut citer le sulfate de baryum SO_4Ba (ou barytine) connu sous le nom « baryte », employé pour augmenter la densité.

3.2.la boue à base d'huile :

Il en existe deux catégories : boues à huile (quelques pourcents d'eau) et les boues à émulsion inverse :

A- les boues à l'huile :

Caractéristiques :

- La boue à l'huile cause un minimum de dommages dans les couches productrices.
- Elle possède des caractéristiques nécessaires au bon déroulement du forage.
- Faible filtration.

Domaine d'utilisation :

- Forage et carottage des réservoirs
- Reprises et entretien des puits producteurs.
- Forage des zones difficiles en présence d'un fluide à base d'eau (argile gonflantes, problème de coincement, etc....).

Composition courante :

- huile de base 90 à 95% du volume dont les caractéristiques :
- densité.
- point éclair
- indice d'acidité.
- point d'aniline.
- Eau : 2 à 5% permet d'adapter les caractéristique générale de la boue. Elle est émulsionnée.
- Agents plastifiants : pour contrôler la filtration et la viscosité.

Avantages :

Les avantages de ce type de boues sont :

- le contrôle aisé des caractéristiques en l'absence de venues d'eau ou de brut.
- l'insensibilité aux contaminations.
- Cake très mince.
- la possibilité de forer à une densité proche à 1.
- la réduction des frottements de la garniture avec les parois.
- l'augmentation des durées de vie des outils à molettes.
- la suppression de collage par pression différentielle.
- la meilleure récupération en carottage.
- l'augmentation de la productivité.
- l'endommagement moindre de la formation.

Inconvénients :

- sensibilité à l'eau et à certains bruts.
- les risques de sédimentation des alourdissements.
- les risques d'incendie.
- la détérioration des caoutchoucs non spécifiques aux hydrocarbures.
- la difficulté pour déceler la présence d'huile dans les déblais.
- certaines méthodes de diagraphie instantanées et différées ne sont pas applicables.
- le prix de revient élevé.

B- les boues inverses :

Ce sont des fluides de forage ou de complétion, constitués d'une phase continue huile et d'une phase aqueuse dispersée d'au moins 50% de volume.

Caractéristiques :

Ce sont les mêmes que celles des boues à base d'huile mais permettent de pallier à certains inconvénients :

Domaine d'utilisation

- grande épaisseur de sel ou anhydrite.
- Problème de forage à haute température.
- Problème de déviation.
- Forage à faible température atmosphérique.

Avantages

Les mêmes que la boue à base d'huile mais :

- les risques d'incendie sont moindres.
- le prix de revient est moins élevé.
- le traitement de surface est plus facile.

3.3. Forage à l'air, à la mousse, et aux boues aérées :

C'est l'air qui est injectée à la place de la boue avec les caractéristiques suivantes :

- Vitesse de remontée de 900 m/min.
- Vitesse d'avancement très importante car la pression est négative sur le front de taille.
- Pas d'envahissement des formations traversées.
- Nécessité d'un obturateur rotatif en tête de puits.
- Impossibilité de forage en cas d'une venue d'eau

- Forage à la mousse :

La venue d'eau est surmontée par l'ajout des agents moussants.

Avantages

- Capacité de nettoyage de puits plus performante.
- Mousse stable vis-à-vis des venues d'eau.

Inconvénients

Mousse stable donc pratiquement impossible de la traiter en surface en continu.

Boue à base d'eau aérée

Perte de conserver en partie les avantages sur la vitesse d'avancement et la plus faible usure des outils, tout en ayant la possibilité de contrôler des venues faibles dans le puits.

3.4.boue verte

Aujourd'hui, la préparation des fluides de forage doit résoudre une difficulté majeure. En effet, il s'agit de satisfaire aux conditions de température et de pression de plus en plus rigoureuses, requises dans certains puits profonds et dans les puits horizontaux, tout en préservant l'environnement. Les composants des fluides de forage doivent être rigoureusement sélectionnés afin que les rejets de boue ou de déblais aient un impact minimal sur l'environnement. Les considérations environnementales sont un élément moteur des initiatives de recherche et développement actuelles concernant les fluides de forage. Le choix des fluides de forage est également dicté par les impératifs de santé des foreurs et les produits sont sélectionnés de façon à minimiser les risques sanitaires.

Si les fluides sont un élément indispensable à la réussite d'un forage pétrolier, ils peuvent également constituer l'un des aspects les plus complexes d'une opération de forage. Les déblais qui sont charriés hors du puits doivent être évacués, tout comme le fluide de forage qui les accompagne. Alors que le rayon d'action autour d'un site de puits est relativement restreint et reste confiné autour du lieu de forage, l'effet de la plate-forme sur l'environnement peut être considérable. L'impact des fluides de forage sur l'environnement dépend du type de boue utilisée et des principales conditions environnementales. En mer, les boues à base d'eau sont généralement moins nuisibles que les boues à base d'huile. (En revanche, les rejets des déblais sur terre ont différents types d'effets et la teneur en sel de la boue peut entraîner plus de problèmes que la teneur en hydrocarbures.)

4-Circuit de la boue

1. La boue est mélangée et conservée dans le bassin de décantation.
2. Une pompe achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits.
3. La boue sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits où le trépan est en train de forer la formation rocheuse.
4. La boue emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais, qui ont été arrachés par le trépan.
5. La boue remonte jusqu'à l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits. Le diamètre type d'une tige de forage est d'environ 10 centimètres (4 pouces). Au bas d'un puits profond, le puits peut mesurer 20 centimètres (8 pouces) de diamètre.
6. A la surface, la boue circule dans la conduite d'aspiration de la boue, une tige qui mène au tamis vibrant.
7. Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le bassin de décantation.
8. Un traitement plus élaboré est effectué par un ensemble d'équipements d'épuration mécanique.
9. Les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés. En fonction des impératifs environnementaux, notamment, ils peuvent être lavés avant leur rejet. Une partie des déblais est prélevée pour être examinée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits.

5-Les caractéristiques physiques des boues :

La densité :

C'est le rapport entre la masse volumique de la boue sur celle de l'eau qui est de 1 g/cm³ ; elle est exprimée par un nombre sans unité.

En pratique on utilise souvent le terme de point qui est le centième d'unité de densité.

La densité est mesurée avec le densimètre (balance à curseur).

Rôle de la densité :

La densité est un paramètre qui doit être suffisamment élevé pour empêcher les éruptions ; par ailleurs elle ne doit pas dépasser la limite de résistance des roches pour ne pas les fracturer et créer des pertes de circulations.

La viscosité:

Il exprime la résistance d'un fluide à l'écoulement. C'est la propriété inverse de la fluidité.

Une boue trop visqueuse devient très difficile à pomper, une boue trop fluide risque de se dissocier et perd ces propriétés de consolidation des parois.

Une bonne boue doit assez fluide pour:

- Obtenir un meilleur lavage de l'outil.
- Obtenir meilleur remonté des cuttings.
- Réduire les pertes de charges dans le train de sonde.
- Permettre une meilleure action pour désagréger les terrains au fond du trou.
- Permettre une meilleure décantation au jour dans la goulotte.

Le Filtrat et le cake :

Sous la pression excessive de la colonne de la boue, la phase liquide de la boue pénètre dans les pores et les fissures de parois du forage.

Les grossières d'argile qui sont plus grande que les pores s'arrêtent en colmatant les pores et forment peu à peu un cake. Ce phénomène s'appelle la filtration. La quantité d'eau filtré est appelé le filtrat.

Concentration en sable:

On appelle sable dans la boue tous les particules qui ne passent pas à travers un tamis vibrant dont le diamètre est supérieur à 0.074mm.

Le pourcentage de sable ne doit jamais dépasser 1% de volume de boue.

5-concentration en solide :

Dans les boues alourdis et dans les boues émulsionnées, il est très important de connaître la concentration en solide, en eau et en huile.

La teneur en solide $S=100 - \text{volume (eau + huile)}$ (à l'aide d'un distillateur à boue).

6- Mesure de pH

Le pH d'une boue indique son acidité ou son alcalinité.

On mesure le pH au moyen d'un appareil électronique appelé pH-mètre ou à l'aide d'un papier indicateur qui change de couleur.

Conclusion:

La boue est indispensable au forage, ses rôles sont multiples. Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit, la boue est un paramètre de forage.

Il est donc indispensable d'apporter aux boues tous soins nécessaires à leur fabrication, leur contrôle et à leur entretien en cours d'utilisation.

Annexe 5 : EIA, réserves mondiales de gaz naturel et gaz de schiste, données initiales (Tcf) et converties (Md m3).

-Source initiale des données EIA.

-Conversions des données volumétriques Tcf → Milliards de m3 *en italique*

	2009 Natural Gas Market ⁽¹⁾ (trillion cubic feet, dry basis)			Proved Natural Gas Reserves ⁽²⁾ (trillion cubic feet)	Technically Recoverable Shale Gas Resources (trillion cubic feet)	coef. de conversion <i>Tcf -> Md m3</i>	réserves de gaz naturel en milliards de m3	Réserves de gaz de schiste en milliards de m3
	Production	Consumption	Imports (Exports)					
Europe								
France	0,03	1,73	98%	0,2	180	<i>28,3147085</i>	6	5 097
Germany	0,51	3,27	84%	6,2	8	<i>28,3147085</i>	176	227
Netherlands	2,79	1,72	-62%	49	17	<i>28,3147085</i>	1 387	481
Norway	3,65	0,16	-2,16%	72	83	<i>28,3147085</i>	2 039	2 350
U,K,	2,09	3,11	33%	9	20	<i>28,3147085</i>	255	566
Denmark	0,30	0,16	-91%	2,1	23	<i>28,3147085</i>	59	651
Sweden	-	0,04	100%	-	41	<i>28,3147085</i>		1 161
Poland	0,21	0,58	64%	5,8	187	<i>28,3147085</i>	164	5 295
Turkey	0,03	1,24	98%	0,2	15	<i>28,3147085</i>	6	425
Ukraine	0,72	1,56	54%	39	42	<i>28,3147085</i>	1 104	1 189
Lithuania	-	0,10	100%	-	4	<i>28,3147085</i>		113
Others ⁽³⁾	0,48	0,95	50%	2,71	19	<i>28,3147085</i>	77	538
Ens. Europe				186,21	639	<i>28,3147085</i>	5 272	18 093
North America								
United States ⁽⁴⁾	20,6	22,8	10%	272,5	862	<i>28,3147085</i>	7 716	24 407
Canada	5,63	3,01	-87%	62	388	<i>28,3147085</i>	1 756	10 986
Mexico	1,77	2,15	18%	12	681	<i>28,3147085</i>	340	19 282
Ens. North Am.				346,5	1931	<i>28,3147085</i>	9 811	54 676
Asia								
China	2,93	3,08	5%	107	1275	<i>28,3147085</i>	3 030	36 101
India	1,43	1,87	24%	37,9	63	<i>28,3147085</i>	1 073	1 784
Pakistan	1,36	1,36	-	29,7	51	<i>28,3147085</i>	841	1 444
Ens. Asie				174,6	1389	<i>28,3147085</i>	4 944	39 329
Australia	1,67	1,09	-52%	110	396	<i>28,3147085</i>	3 115	11 213

Africa								
South Africa	0,07	0,19	63%	-	485	28,3147085		13 733
Libya	0,56	0,21	-165%	54,7	290	28,3147085	1 549	8 211
Tunisia	0,13	0,17	26%	2,3	18	28,3147085	65	510
Algeria	2,88	1,02	-183%	159	231	28,3147085	4 502	6 541
Morocco	0	0,02	90%	0,1	11	28,3147085	3	311
Western Sahara	-	-	-	-	7	28,3147085		198
Mauritania	-	-	-	1	0	28,3147085	28	0
Ens. Afrique				217,1	1042	28,3147085	6 147	29 504
South America							0	0
Venezuela	0,65	0,71	9%	178,9	11	28,3147085	5 066	311
Colombia	0,37	0,31	-21%	4	19	28,3147085	113	538
Argentina	1,46	1,52	4%	13,4	774	28,3147085	379	21 916
Brazil	0,36	0,66	45%	12,9	226	28,3147085	365	6 399
Chile	0,05	0,1	52%	3,5	64	28,3147085	99	1 812
Uruguay	-	0	100%	-	21	28,3147085		595
Paraguay	-	-	-	-	62	28,3147085		1 756
Bolivia	0,45	0,1	-346%	26,5	48	28,3147085	750	1 359
Ens. S. America				239,2	1225		6 773	34 686
Total of above areas	53,1	55	-3%	1274	6622	28,3147085	36 073	187 500
Total world	106,5	106,7	0%	6,609				
				2198,02	11623		ensemble GN+GdS:	223 573