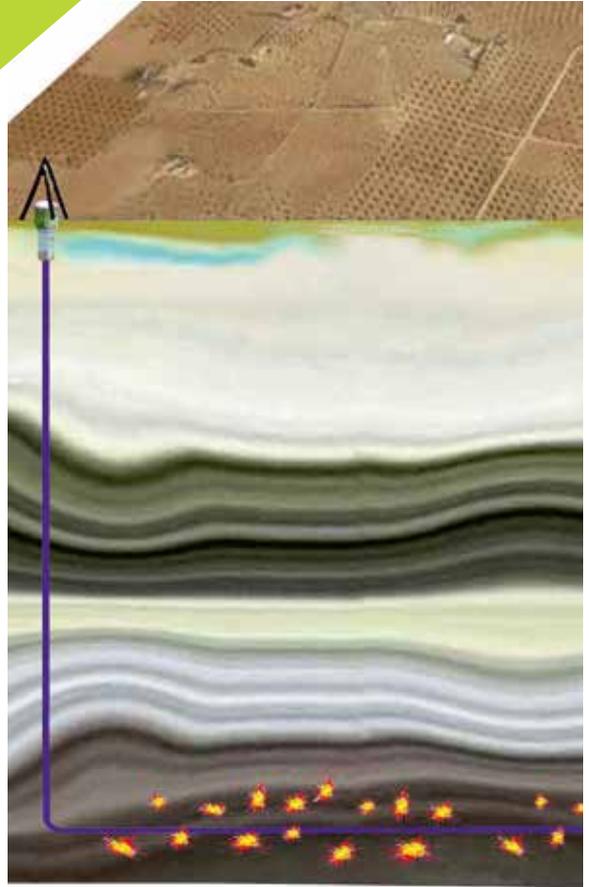


Gaz de schiste en Tunisie : entre mythes et réalités



Une étude publiée avec le soutien de :

 **HEINRICH BÖLL STIFTUNG**
AFRIQUE DU NORD TUNIS

Publié par Heinrich Böll Stiftung 2015



This work is licensed under the conditions of a Creative Commons license: <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/>. You can download an electronic version online. You are free to copy, distribute and transmit the work under the following conditions: Attribution - you must attribute the work in the manner specified by the author or licensor (but not in any way that suggests that they endorse you or your use of the work); Noncommercial - you may not use this work for commercial purposes; No Derivative Works - you may not alter, transform, or build upon this work.

Avec les contributions de :

Sabria Barka, Universitaire spécialisée en Eco-toxicologie, Tunisie

Vincent Espagne, Consultant en ingénierie sociale et culturelle, membre de Frack Free Europe Network

Antoine Simon, Chargé de campagne sur les hydrocarbures non-conventionnels, Friends of the Earth Europe

Samia Mouelhi, Universitaire, Institut Supérieur des Sciences Biologiques Appliquées de Tunis

Wissam Gallala, Heinrich Böll Stiftung, Afrique du Nord Tunis

Cette étude est publiée avec le soutien de :  **HEINRICH BÖLL STIFTUNG**
AFRIQUE DU NORD TUNIS

Cette étude est le résultat d'un projet conduit par un groupe d'activistes environnementaux et de chercheurs Tunisiens, en coopération avec Heinrich Böll Stiftung Afrique du Nord et



Ce document a été rédigé entre octobre 2014 et mars 2015.

Mise en page : Heythem Smaali

Impression : CreaConcept - Tunis

**Cette publication peut être commandée auprès de
Heinrich Böll Stiftung Afrique du Nord - Tunis**

5, Rue Jamel Abdennaceur, 1000 Tunis

Tél.: + 216 71 322 345

mailto: info@tn.boell.org

<http://tn.boell.org>

Table des matières

Introduction

1. Hydrocarbures de roche mère (ou de « schiste ») : gaz et huiles

1.1 : Définition et géologie

1.1.1. Les gaz non conventionnels

1.1.2. Les pétroles (ou huiles) non conventionnels

1.2. Technologie d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste

1.2.1. Comment extraire le gaz de schistes?

1.2.2. La fracturation hydraulique ou fracking

1.2.3. Les tubes et les cuvelages

1.2.4. Puits avec drains multiples – Puits multilatéraux

1.2.5. Le fluide de fracturation : volumes d'eau injectés

1.2.6. Les additifs chimiques utilisés dans la fracturation hydraulique

1.2.7. Maîtrise de la technique

1.2.8. Occupation du sol

1.2.9. Techniques alternatives à la fracturation hydraulique

2. Production mondiale de gaz de schiste

2.1 : Etats de lieux des gisements mondiaux de gaz et huile de schiste

2.2 : La production mondiale de gaz de schiste

2.3 : Etat des lieux du secteur pétrolier en Tunisie

2.3.1. Production et consommation d'hydrocarbures

2.3.2. Les permis et concessions

2.3.3. La situation des gaz de schiste en Tunisie

2.3.4. La fracturation hydraulique a-t-elle déjà eu lieu en Tunisie ?

2.3.5. Où en est-on aujourd'hui de l'exploration des énergies non conventionnelles en Tunisie ?

3. L'économie du gaz de schiste : Entre mythe et spéculation

3.1. Rentabilité des extractions

3.1.1. Estimations erronées : Entre spéculation et confusion

3.1.2. Une production au déclin déjà visible

3.1.3. Durée de vie et profil de production des puits

- 3.1.4. Coûts de forage
- 3.1.5. Rendement énergétique sur investissement REI
- 3.1.6. Le coût d'approvisionnement en eau
 - 1.2. Bulle spéculative
 - 1.2.1. Une chaîne de Ponzi
 - 1.2.2. Les racines de la crise
 - 1.3. La volatilité des marchés
- 3.4 Impacts socio-économiques
 - 3.4.1. Employabilité
 - 3.4.2. Quelle employabilité pour la Tunisie ?
 - 3.4.3. Le cas du projet Shell dans le Kairouanais
- 3.5. La Tunisie est « bankable »
- 3.6: Avantages et coûts pour l'Etat Tunisien. L'exemple du contrat British Gas
- 3.7. Enjeux géopolitiques
- 3.8. La course aux brevets
- 3.9. Conflits militaires et ressources naturelles

4. Impacts de la fracturation hydraulique sur l'environnement et la santé humaine

4.1. Impacts sur une ressource vitale : L'eau

- 4.1.1 Aspect quantitatif
- 4.1.2. Risque d'infiltration du gaz et du liquide de fracking dans les nappes d'eau phréatiques
 - 4.1.2a Du gaz dans l'eau ... du robinet
 - 4.1.2b Des substances toxiques dans les puits, les sources d'eau et les rivières
 - 4.1.2c Salinisation des nappes phréatiques
 - 4.1.2d Des éléments radioactifs et des métaux lourds dans les liquides résiduels de fracturation
- 4.1.3. Sol, rendement agricole et fracturation hydraulique
- 4.1.4. La situation en Tunisie: vers un épuisement des réserves en eau

4.2. Pollution atmosphérique et impact climatique

- 4.2.1 Fuites de gaz
- 4.2.2. Impact environnemental des émissions atmosphériques : bilan carbone, réchauffement climatique, effet de serre et ozone

4.3. Impacts écologiques

- 4.3.1. Impacts sur la végétation et le paysage
- 4.3.2. Impact sur la faune
- 4.4. Séismes

4.5. Impacts sanitaires

- 4.5. 1. Impacts sur la santé humaine

- 4.5.1.a. Impact sur les femmes enceintes et les enfants
- 4.5.1.b. Impacts sur les travailleurs
- 4.5.1.c. Nuisances sonores, visuelles et olfactives
- 4.5.1.d. Impacts sociétaux et socio-économiques
- 4.5.2. Considérations toxicologiques
- 4.5.3. Les perturbateurs endocriniens
 - 4.5.3.a. Mécanisme d'action des perturbateurs endocriniens
 - 4.5.3.b. Toxiques à très faibles doses
 - 4.5.3.c. Effet cocktail
 - 4.5.3.d. Effet transgénérationnel
 - 4.5.3.e. Où trouve ton les perturbateurs endocriniens ?
 - 4.5.3.f. Cas d'un perturbateur endocrinien de consommation courante : le bisphénol A
- 4.6. La gestion des eaux usées récupérées et boues de forage
 - 4.6.1. Traitement des eaux usées
 - 4.6.1.a. La réinjection sous terre
 - 4.6.1.b. Le stockage sur place
 - 4.6.1.c. Le dumping ou rejet des eaux usées telles quelles dans la nature
 - 4.6.1d. Le traitement des eaux usées
 - 4.6.2. Les boues de forage
 - 4.6.3. Qu'en est-il de la gestion des eaux usées en Tunisie ?
- 4.7. Une variable à prendre en compte: les catastrophes naturelles
- 4.8. Coût de la dégradation environnementale
- 4.9. Les "golden rules" : un vœu pieux

5. Aspect Juridique

- 1.1. La législation environnementale aux Etats-Unis concernant le gaz de schiste
- 5.2. La législation tunisienne
- 5.3. La Tunisie et les conventions internationales

- 6. Lobbying et communication des sociétés transnationales du pétrole et du gaz
 - 6.1 : Les annonces des multinationales et du gouvernement - Indépendance énergétique de la Tunisie (transition et énergies alternatives)
 - 6.2 : Politique et responsabilité environnementale et sociale des compagnies pétrolières et gazières
 - 6.3 : Transparence et corruption
 - 6.4 : les actions de lobbying

7. Mobilisation de la société civile et position des Etats

7.1 : Mobilisation citoyenne, dans le Monde, en Europe, au Maghreb, en Tunisie

7.2 : Cartographie mondiale de la position des Etats (interdictions, moratoires...)

Conclusion et recommandations

Notes

Introduction

Début septembre 2012, le gouvernement tunisien annonce son intention d'accorder à la compagnie pétrolière Shell un permis d'exploration de pétrole et gaz de schiste dans la région de Kairouan. Il est question d'en évaluer le potentiel, dans un premier temps, puis de l'exploiter, s'il se révèle économiquement rentable. A l'échelle du pays, des experts américains ont déjà estimé les gisements à des milliards de mètres cubes d'hydrocarbures. Ainsi, la Tunisie disposerait sous ses pieds d'un Eldorado que le discours officiel présente comme une manne inespérée pour le pays, capable de relancer la production de pétrole et de gaz aujourd'hui déclinante, de contribuer à assurer son indépendance énergétique, d'augmenter sa croissance économique et de créer des emplois. Les Etats-Unis, où cette industrie s'est développée à grande échelle et qui est, depuis 2005, un pays producteur, sont brandis comme un exemple à suivre. Pourtant, des pays et des régions, y compris aux Etats-Unis, sont réticents à se lancer dans cette aventure industrielle controversée. Des gouvernements interdisent leur exploration et leur exploitation, d'autres instaurent des moratoires pour se donner le temps de la réflexion. C'est que l'extraction de ces hydrocarbures extrêmes exige le recours à une technique fortement contestée, la « fracturation hydraulique », qui consiste à injecter sous très haute pression de l'eau, en grandes quantités, mélangée à du sable et des produits chimiques toxiques, afin de fissurer les roches profondes et libérer le gaz qu'elles contiennent. A peine plus d'une décennie de recours systématique à cette technique aux Etats-Unis a suffi pour révéler les nombreux impacts environnementaux et sanitaires qu'elle génère. Toutefois, l'industrie pétro-gazière, à grand renfort de lobbying et de cabinets de relations publiques, soutient que ces risques restent minimes et maîtrisables. Il existe une grande dichotomie entre le discours des industriels et celui d'experts, de scientifiques, de médecins et de militants environnementalistes. Les deux positions sont si opposées qu'elles interrogent sur la bonne foi d'un certain nombre d'arguments avancés par les industriels. Dans ce contexte incertain, la Tunisie est-elle prête à développer une telle industrie ? Dans quelle mesure bénéficiera-t-elle des prétendues retombées économiques ? Fera-t-elle courir un risque aux citoyens et aux générations à venir ? A-t-elle bien pris acte des enjeux environnementaux, sanitaires et socio-économiques pour les opposer à un intérêt immédiat qui répond à la seule logique économique ?

Pour répondre à ces questions, il a paru essentiel de, non seulement, présenter les risques, environnementaux et sanitaires, encourus mais, également, de remettre en question les thèses de la croissance économique, de l'employabilité et de l'indépendance énergétique. En Tunisie comme ailleurs, l'avènement du gaz de schiste est-il un mythe ou une réalité ?

1. Hydrocarbures de roche mère (ou de « schiste ») : gaz et huiles

1.1. Définition et géologie

Le pétrole et le gaz sont des hydrocarbures qui résultent de la transformation de la matière organique selon un processus qui dure plusieurs millions d'années. Cette matière organique provient des organismes vivants (plancton, algues...) qui, à leur mort, se sont déposés au fond des mers et se sont mélangés à des particules minérales (sables, argiles...) formant ainsi la roche mère.

Au cours des temps géologiques, d'autres sédiments se déposent sur cette roche-mère qui, sous cette accumulation, s'enfoncé de plus en plus en profondeur et se solidifie alors que la matière organique qu'elle contient se décompose en hydrocarbures sous l'effet de la pression et de la température. Les molécules d'hydrocarbures vont alors migrer d'autant plus facilement que la roche est poreuse et perméable. Si elles rencontrent une couche imperméable, les molécules s'accumulent sous cet obstacle. La roche poreuse contenant les hydrocarbures est appelée « roche réservoir ». Ces hydrocarbures sont communément connus du grand public sous le nom de « pétrole et gaz ». Dans le cas où la roche est compacte et imperméable, les molécules d'hydrocarbures restent piégées dans les pores de la roche sans pouvoir migrer. Les géologues parlent alors de « pétrole et gaz de roche-mère », communément connus du grand public sous le nom de « pétrole et gaz de schiste ». Il existe toutefois différents types d'hydrocarbures de roche mère.

1.1.1. Les gaz non conventionnels

Les *gaz de roche mère* (ou de schiste ou *Shale Gas*) dispersés dans une roche non poreuse – en général, du schiste argileux, d'où leur nom ;

Les *gaz de réservoir compact* ou *Tight Gas* regroupés par poches dans une roche, également non poreuse mais de nature plus compacte, où la pression est très forte ;

Le *gaz de couche de charbon* ou *Coal Bed Methan*, présents dans les veines de charbon.

1.1.2 Les pétroles (ou huiles) non conventionnels

Les *sables bitumineux* qui sont un mélange semi-solide de pétrole brut, de sable, d'argile et d'eau. Ils peuvent affleurer à la surface ou se trouver à quelques centaines de mètres de profondeur ;

Les *huiles lourdes et extra-lourdes* qui sont moins visqueuses et plus mobiles que les sables bitumineux ;

L'*huile de réservoir compact* ou *tight oil* qui désigne le pétrole qui a réussi à migrer depuis la roche-mère mais dans un réservoir peu perméable donc difficile d'accès ;

Le *pétrole de schiste* ou *huile de roche-mère* contenu dans des roches microporeuses et imperméables.

Chimiquement parlant, les gaz piégés dans la roche mère sont similaires aux gaz compris dans une roche réservoir. Il s'agit de méthane (CH₄). Ce qui les différencie avant toute autre chose réside dans la nature géologique des roches qui les abritent, et, par conséquent, dans les techniques d'extractions employées (forage horizontal puis fracturation hydraulique), la durée de vie des puits, leur coût, et le débit qui en sort (Voir chapitre 3). Le langage commun se réfère pourtant désormais souvent au terme de « non conventionnel » pour désigner les hydrocarbures de roche mère, ou leur gisement, que la technique classique d'extraction ne permet pas d'atteindre. Ce qualificatif est impropre, le caractère non-conventionnel ne désignant en effet pas les hydrocarbures en tant que tels, mais bien la technique d'extraction employée.

1.2. Technologie d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste

Afin d'évaluer l'importance des gisements de gaz et huile de schiste, les compagnies pétro gazières mettent en œuvre une phase d'exploration avec différentes études géologiques, géophysiques et géochimiques. Cette phase, qui peut être très longue, comprend chronologiquement :

- Une campagne de relevés et d'analyses des données recueillies et existantes, obtenues à partir des coupes géologiques, de sondages, de données géophysiques. Les universités et les agences nationales peuvent fournir aux compagnies leurs propres études ;
- Une campagne d'acquisition de données géophysiques, dites « sismiques » visant à obtenir une vue topographique en 3D et en très grande profondeur, afin d'analyser les caractéristiques du sous-sol. Comprenant des camions vibreurs comme source sismique et des « géophones » disposés en surface, reliés à un système de traitement d'image, le dispositif permettant de donner des indications très précises ;
- Des forages profonds avec carottages suivis d'analyses en laboratoire pour déterminer différents paramètres tels que la teneur en matières organiques, la maturité, la viscosité... ;
- Une diaggraphie du forage qui renseignera sur la résistivité⁽¹⁾, le pendage⁽²⁾, la radioactivité, la densité, la porosité et la perméabilité du gisement.

Pour que la compagnie puisse se prononcer sur l'exploitabilité et la rentabilité d'un gisement d'hydrocarbures de roche-mère, elle doit opérer une ou plusieurs fracturations hydrauliques (voir chapitre 1.2.1).

Explorer signifie fracturer

1.2.1. Comment extraire le gaz de schiste ?

Le gaz de schiste est prisonnier dans les fissures de roches compactes et imperméables, situées à des profondeurs qui vont de 1000 jusqu'à parfois 5000 m, mais plus généralement localisé entre 1500 et 3000 m sous terre. Il est impossible d'extraire ce gaz par la méthode classique utilisée pour le gaz conventionnel (simple pompage après un forage vertical).

Actuellement, et malgré les recherches menées par certaines industries du secteur, seule la technique de la fracturation hydraulique permet d'extraire ces hydrocarbures extrêmes.

Contrairement à la méthode conventionnelle (Figure 1, à droite), la méthode par fracturation hydraulique consiste en un forage vertical suivi de forages déviés et plus ou moins horizontaux dans les couches de roche-mère (Figure 1, à gauche). Le forage nécessite l'utilisation très importante de tubes et de cuvelages.

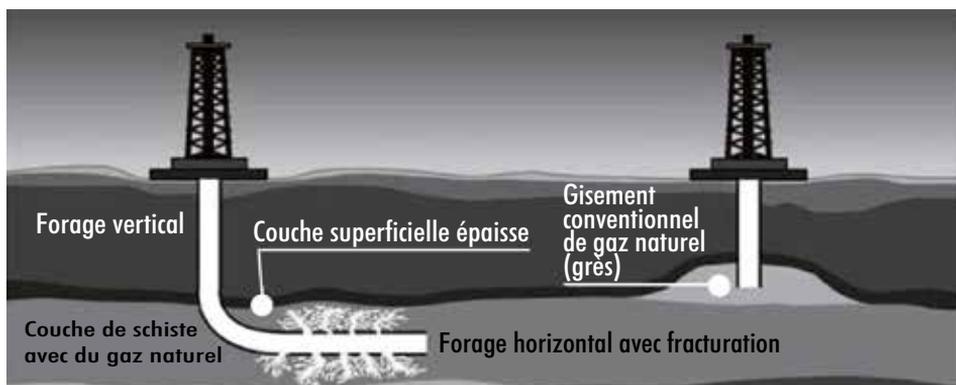


Figure 1 : Forages conventionnel et non conventionnel

1.2.2. La fracturation hydraulique ou fracking

La fracturation hydraulique⁽³⁾ est une technique utilisée depuis les années 40 pour stimuler des gisements d'hydrocarbures conventionnels afin d'en améliorer le taux de récupération. Cette technique est plus connue sous le nom de stimulation de puits ou « hydrofracking » et elle est différente de celle utilisée pour l'extraction des hydrocarbures piégés dans roche mère (Tableau 1). En effet, cette dernière, qui porte pour nom exact celui de fracturation hydraulique horizontale à haut volume (HVHF), a pour objectif de modifier la perméabilité de la roche-mère. La technique consiste à provoquer un grand nombre de micro-fractures dans cette roche non-poreuse afin de permettre la libération et l'extraction des molécules d'hydrocarbure qui s'y trouvent emprisonnées, permettant ainsi au gaz de migrer jusqu'au puits afin d'être récupéré en surface.

La fracturation (HVHF) est obtenue par l'injection dans la formation géologique d'un fluide : une quantité importante d'eau, mélangée à du sable et divers adjuvants chimiques, et à très haute pression (plus de 700 bars). On provoque ainsi des fractures autour des points d'injection, assorties de fissures. Le sable, ou des « proppants » en céramique, permet d'éviter que les fissures se referment. Le gaz libéré remonte à la surface, ainsi qu'une partie du liquide de fracturation, récupérée par pompage, le reste pouvant s'infiltrer plus loin dans la roche ou stagner dans le sous-sol.

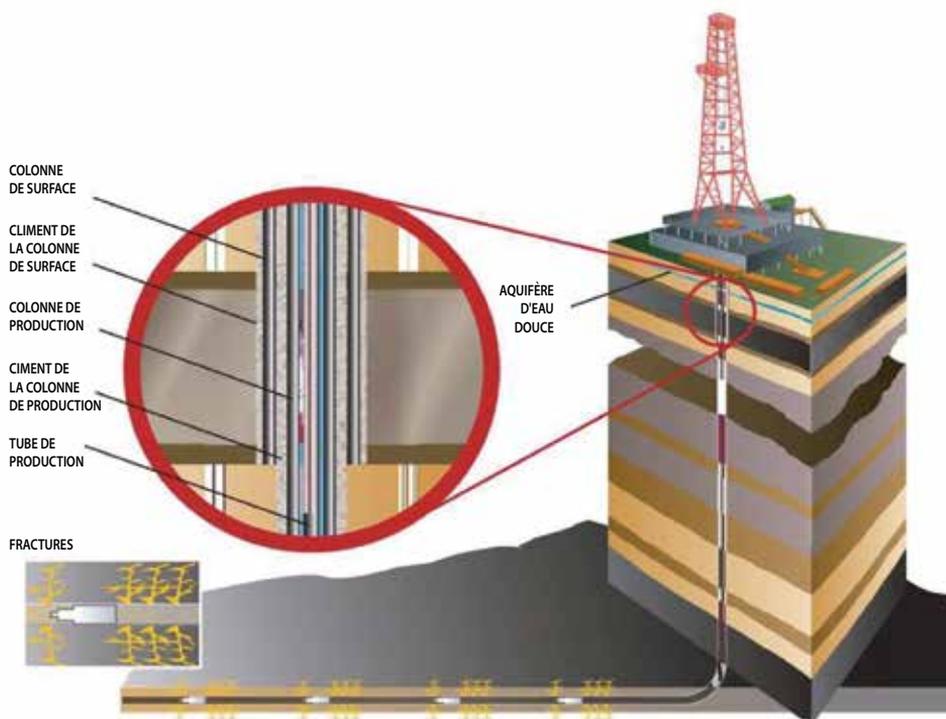
Tableau 1 : Comparaison entre la technique conventionnelle de fracturation hydraulique et celle non conventionnelle de fracturation hydraulique à haut volume

Source	Gaz conventionnel: Stimulation de puits (ou 'Hydrofracking')	Gaz non-conventionnel: Fracturation hydraulique horizontale à haut volume (HVHF)
Pression de l'injection	206 bars	725 bars
Consommation en eau	75 000 – 300 000 litres	15 à 26 millions de litres
Quantité d'eau par unité d'énergie	1 – 5 litres par TéraJoule	2000 – 100 000 litres par TéraJoule
Longévité de la production par puits	30-40 ans	~5 ans
Déclin de production	Déclin de 5% par an	Déclin rapide: Déclin moyen par zone de production de 23% à 49% par an Déclin moyen de production après 3 ans: Entre 74% et 82%
Taux de récupération	Entre 75 et 80%	~6,5%
Produits chimiques utilisés	Aucun ou limité (300 – 1300 kg)	Usage systématique et répété de plus de 700 différents types de produits chimiques (composés volatiles organiques, perturbateurs endocriniens, neurotoxines, produits cancérigènes, mutagènes et/ou toxiques pour la reproduction) – Jusqu'à 300.000 kg par opération de HVHF (Un site classique accueillant 7 puits peut injecter jusqu'à 1.800 tonnes de produits chimiques)
Traitement de l'eau	Petits volumes d'eaux usées remontés à la surface	Souvent à peine 10% du volume d'eau injecté peut être récupéré, ce qui représente entre 1,5 et 2,6 millions de litres d'eau usée à traiter. Le reste demeure dans le sous-sol.
Circulation des camions	225 à 387 déplacements de camion	1 760 à 1 905 déplacements de camion par puits
Occupation des sols	8 000 – 12 000m ² par site	16 000 – 20 000m ² par site d'exploitation non-conventionnelle
Impacts cumulatifs	Limité en raison du faible nombre de puits	Menace principale compte tenu du nombre de puits nécessaire (5.000 nouveaux puits forés chaque année aux US, pour compenser le déclin des précédents puits déjà déclinants)

(Source : voir notes 4, 5 et 6)

1.2.3. Les tubes et les cuvelages

Les cuvelages et les tubes sans soudure, utilisés pour la recherche et l'extraction des hydrocarbures de roche-mère, sont destinés à supporter de fortes pressions. Une cimentation des tubes (*casing*) est réalisée afin de prévenir une fuite du puits vers les aquifères⁽⁷⁾ traversés par le forage. La qualité de la cimentation est primordiale : elle détermine le risque des fuites du liquide de fracturation à l'intérieur de la paroi du puits vers la surface (figure 2). Ces tubes sont encadrés par un ensemble de normes internationales (normes ISO) sur lesquelles les opérateurs pétroliers s'appuient pour établir leurs spécifications.



Source : Questerre Energy «Hydraulic Fracturing Backgrounder», septembre 2010

Figure 2 : Schéma général d'un puits d'extraction non conventionnelle d'hydrocarbures avec le détail des tubes et cuvelages cimentés

1.2.4. Puits avec drains multiples – Puits multilatéraux

Afin de minimiser le nombre d'implantations en surface, d'optimiser l'extraction et de réduire les coûts, certaines sociétés pétrolières utilisent des plateformes compactes, comprenant un ou plusieurs puits verticaux suivis de plusieurs drains horizontaux dans la couche de schiste. On peut forer 12 à 20 drains horizontaux (puits multilatéraux) de 1 à 4 km de longueur à partir d'un même forage. Chaque drain peut faire l'objet de plus d'une

dizaine de fracturations hydrauliques (jusqu'à 30), et l'exploitation d'un gisement suppose de nombreuses plateformes (figure 3).

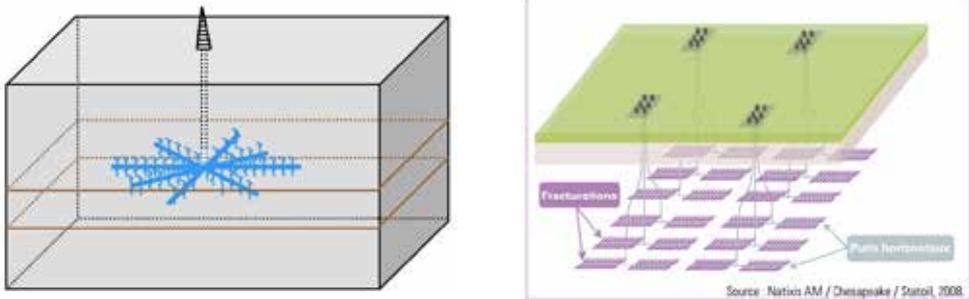


Figure 3 : Puits à drains multiples (à gauche). A partir d'un forage vertical, plusieurs forages horizontaux sont opérés. Plateformes de forage multi-puits utilisant la technique de puits multilatéraux (à droite)⁽⁸⁾.

1.2.5. Le fluide de fracturation : volumes d'eau injectés

Le fluide de fracturation est constitué essentiellement d'eau. Selon l'IFPEN ⁽⁹⁾, la quantité d'eau nécessaire au forage et à la fracturation d'un seul puits de gaz de roche-mère serait comprise entre 10 000 et 20 000 m³ (Tableau 2). Ce volume se décompose de la manière suivante : 1000 à 2000 m³ d'eau sont nécessaires pour le forage d'un puits, et chaque fracturation requiert l'usage d'environ 1500 à 2000 m³ d'eau. Chaque drain fait l'objet de 8 à 10 fracturations en moyenne sur la base d'un drain de 1000 m environ.

Objectifs	Volume total d'eau utilisé par puits	
<i>Barnett Shale</i>	Eau pour le forage	1 500 m ³
	Eau pour le fracturation	8 600 m ³
	Total	10 100 m ³
<i>Fayetteville Shale</i>	Eau pour le forage*	225 m ³
	Eau pour la fracturation	11 000 m ³
	Total	11 225 m ³
<i>Haynesville Shale</i>	Eau pour le forage	3 780 m ³
	Eau pour la fracturation	10 200 m ³
	Total	13 980 m ³
<i>Marcellus Shale</i>	Eau pour le forage*	300 m ³
	Eau pour la fracturation	14 300 m ³
	Total	14 600 m ³

* Forage réalisé à l'air ou avec une boue à base d'huile

Note : ces valeurs sont des moyennes qui peuvent varier d'un forage à l'autre

Source : All Consulting, 2008 in Department of Energy (DOE), 2009

Tableau 2 : Exemples de quantités d'eau utilisées par puits dans différents gisements exploités aux Etats-Unis.

1.2.6. Les adjuvants chimiques utilisés dans la fracturation hydraulique

La composition chimique des fluides de fracturation varie selon de nombreux critères tels que la nature des roches à fragmenter, la profondeur du puits, ou la température géologique. Les compagnies spécialisées dans cette technique estiment entre 0,2 et 2% le volume d'adjuvants chimiques ajoutés au volume d'eau total injecté dans le puits. Les produits chimiques peuvent être des biocides limitant la croissance bactérienne, des lubrifiants, des détergents, de l'acide chlorhydrique permettant de dissoudre les morceaux de roches présents dans le tube, des polymères pour stabiliser les parois des forages, des produits permettant de réduire les pertes par frottements, de maintenir le sable en suspension dans l'eau...

D'après le toxicochimiste français André Picot ⁽¹⁰⁾, qui a repris les données fournies par l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA)⁽¹¹⁾, les fluides de fracturation contiennent 77 composés minéraux et 221 composés organiques. Selon une étude de la Chambre des représentants des Etats-Unis, 750 composés chimiques différents peuvent entrer dans la composition des adjuvants mélangés à l'eau ⁽¹²⁾.

1.2.7. Maîtrise de la technique

Les industriels de la profession maintiennent l'amalgame entre les deux techniques pour laisser croire que la HVHF est une technique maîtrisée depuis plus de 70 ans. Or il n'en est rien puisque le premier forage horizontal a eu lieu en 1991 à Barnett Shale (Texas), et que la première HVHF a eu lieu en 1996 ⁽¹³⁾. Cette technique reste encore expérimentale, de nombreuses variations et innovations ayant été apportées depuis sa première utilisation. Les forages directionnels qui permettent d'orienter la direction du forage, l'utilisation des réseaux de puits multiples *multi-well pads* et des regroupements de forages *cluster drilling* datent de 2007 ⁽¹⁴⁾.

1.2.8. Occupation du sol

L'exploitation des hydrocarbures de roche-mère exige l'occupation temporaire de surfaces au sol importantes pour deux raisons. La première tient à la nécessité de forer de nombreux puits pour drainer un gisement à faible teneur. La seconde résulte des opérations de fracturation hydraulique qui imposent des équipements importants sur la plate-forme de forage : compresseur, capacité de stockage et de traitement du fluide de fracturation, bassins de rétention et de décantation, stockage du sable et des adjuvants, etc. Chaque puits de forage ne permettant d'accéder qu'à une surface limitée de la couche schisteuse, l'exploitation du gaz contenu requiert l'accumulation de puits de forage ciblés sur une même source. Le rapprochement des puits dépend de plusieurs facteurs, notamment la densité de population. Dans certains états des États-Unis, on admet jusqu'à 3,5 puits par km². En Grande Bretagne on admet 1 ou 1,5 puits par km². La durée des opérations de forage dépend du nombre de drains horizontaux installés et du nombre de fracturations réalisées. Compte tenu des aléas et de la durée des opérations de démontage, on peut estimer de 6 à 18 mois la durée des opérations sur une plateforme.

1.2.9. Techniques alternatives à la fracturation hydraulique

Plusieurs techniques sont actuellement développées par les chercheurs et pourraient, à terme, devenir des alternatives à la fracturation hydraulique. Ces techniques de fracturation de la roche font aujourd'hui l'objet de recherches intenses.

La première est la fracturation par arc électrique. Il s'agit de faire subir à la roche de violents chocs électriques pour la fracturer. Cette technique fait l'objet de plusieurs brevets internationaux et aiguise l'intérêt des compagnies pétrolières. Elle reste toutefois à l'état de prototype à l'heure actuelle.

Une autre alternative, brevetée et développée par une entreprise américaine, EcorStep⁽¹⁵⁾, consiste à remplacer l'eau par un dérivé du propane : l'heptafluoropropane. Ce gaz, injecté à haute pression peut provoquer la fracturation, sans eau et avec peu de produits chimiques. Avantage : ce gaz est ininflammable. Gros inconvénients : c'est aussi un gaz à effet de serre important (plus de 3000 fois supérieur au CO₂) et la production d'heptafluoropropane coûte plus cher que ce qu'il pourrait rapporter avec l'extraction du méthane piégé dans la roche ! Quoi qu'il en soit, EcorStep présente sa technique comme « écologique » et l'appelle « stimulation de la roche » ; et, détentrice de permis d'exploration en Suisse et en France, elle espère bien convaincre les autorités là où la fracturation est interdite.

Des alternatives, plus coûteuses, imaginent l'emploi de CO₂ supercritique, d'azote liquide ou d'hélium. Des chercheurs ont même pensé à réhabiliter une technique par micro charges explosives à l'uranium appauvri, utilisée autrefois pour casser les bunkers ou percer des tunnels.

Une dernière formule de fracturation, dite « fracturation pneumatique », consiste à injecter, non pas de l'eau, mais de l'air comprimé dans la roche mère afin de la désintégrer. Selon Gilles Pijaudier-Cabot⁽¹⁶⁾, ces techniques demandent des « *études de laboratoire, mais aussi et surtout la mise en place de moyens de validation in situ, la création de l'équivalent des laboratoires souterrains français ou suisses pour le nucléaire* »⁽¹⁷⁾.

Actuellement ces techniques, présentées comme des alternatives à la fracturation hydraulique, n'en sont qu'au stade de la recherche. Il faudra compter au moins une dizaine d'années avant d'envisager leur utilisation à l'échelle industrielle. En définitive, comme le concède le directeur de Total Shale Gas Europe « *La fracturation hydraulique à base d'eau est selon nous la technique fiable et éprouvée* »⁽¹⁸⁾.

2 - Production mondiale de gaz de schiste

2.1. Etats de lieux des gisements mondiaux de gaz et huile de schiste

Selon le rapport annuel de l'EIA⁽¹⁹⁾ de 2013, les réserves mondiales (ou ressources récupérables par la technologie actuelle) de gaz de roche-mère sont estimées à 206 700 milliards de m³ (Tableau 3) soit environ 30% des réserves mondiales en gaz naturel. Elles se répartissent sur 41 pays (Figure 4) sur tous les continents. La Chine, l'Argentine, l'Algérie et les États-Unis en seraient, dans cet ordre, les plus gros détenteurs (Tableau 4). D'après les mêmes sources, le pétrole de schiste représenterait 10% des réserves mondiales avec un volume de 345 milliards de barils. De nombreux pays n'ont pas encore réalisé de prospection ou n'ont pas communiqué leurs chiffres, à commencer par ceux du continent africain⁽²⁰⁾.

L'EIA est l'agence indépendante de la statistique au sein du ministère de l'énergie des États-Unis. Sa mission est de fournir et diffuser des données, des prévisions et des analyses sur toutes les formes d'énergie et ce, de manière indépendante du pouvoir politique. Elle est théoriquement également indépendante de l'industrie même si, en réalité, elle en utilise les sources.

Tableau 3 : Ressources mondiales en gaz de schiste techniquement récupérables

Nombre de pays	41
Nombre de bassins	95
Nombre de formations	137
Ressources mondiales techniquement récupérables	
Gaz de schiste (trillion cubic feet)	7,299
Huile de schiste / tight oil (billion barrels)	345

Tableau 4 : Top 10 des pays en fonction des ressources en gaz de schistes techniquement récupérables

Rang	Pays	Gaz de schiste (trillion cubic feet)
1	China	1,115
2	Argentina	802
3	Algeria	707
4	U.S.1	665
5	Canada	573
6	Mexico	545
7	Australia	437
8	South Africa	390
9	Russia	285
10	Brazil	245
Total mondial		7,299

Unités usités par les anglophones

- 1 *trillion* = mille milliards (10¹²)
- 1 *billion* = 1 milliard (10⁹)
- 1 *cubic foot* = 0,028317 m³

Figure 4 : Carte des réserves de gaz et d’huiles de schiste : 95 grands bassins répartis dans 41 pays



Ces estimations ne sont pourtant à peine plus que des conjectures. De précédents chiffres se sont en effet révélés largement trompeurs dans de nombreux cas au fur et à mesure que de nouvelles données sur la géologie d'un certain nombre de bassins gaziers arrivent (Tableau 5). Les réserves de gaz de schiste ont systématiquement été gonflées. Sur la base de données produite par les foreurs, l'IEA a réduit de 66% les estimations de réserves de la formation des schistes de Marcellus (Etats-Unis). En conséquence, le volume des réserves techniquement récupérables dans le sous-sol américain représente désormais 42% de ce qu'annonçaient les statistiques américaines de 2010⁽²¹⁾. A plusieurs reprises, des investissements effectués sur la base de ces estimations ont débouché sur des échecs commerciaux cuisants. Dans le cas de l'Afrique du Sud, l'EIA a par exemple estimé en 2011 que le pays possédait des ressources de gaz de schiste techniquement exploitables très importantes⁽²²⁾ ; mais ces prévisions ont été réduites de 20% (passant de 13,73 billions de mètre cube – bcm – à 11,04) après une ré-estimation effectuée en 2013. Cependant, l'Agence Pétrolière d'Afrique du Sud a publié des estimations évaluant le potentiel de gaz de schiste à seulement 850 milliards de mètre cube⁽²³⁾.

Cet exemple n'est pourtant pas une exception. Des estimations sur les ressources en huile de schiste pour le bassin de Monterrey en Californie ont été réduites, pour les mêmes raisons, de 96% en Mai 2014 par l'EIA⁽²⁴⁾. Comme l'indique le tableau 5 de façon non-exhaustive, ce phénomène est observable sur tous les continents.

Il y a deux ans, l'Institut Polonais de Géologie a révisé à la baisse les réserves potentielles locales⁽²⁵⁾. La Pologne, initialement présenté par l'EIA comme le premier pays européen en termes de ressources en gaz de schiste, avait annoncé, sur la base des estimations américaines, des volumes près 10 fois plus élevés que ce qui semble être réellement disponible (1000 milliards de mètres cubes). En effet, la plupart des estimations internationales (hors USA) reposent sur une seule étude de l'EIA, publiée en 2011 et mise à jour en 2013⁽²⁶⁾. Les géants nord-américains Exxon, Chevron, Talisman et Marathon Oil, l'italien ENI⁽²⁷⁾, le français Total ou l'anglais 3 Legs Resources ont abandonné tour à tour leur projet d'exploitation dans ce pays notamment à cause de sa géologie, les ressources polonaises en gaz de schiste étant enfouies beaucoup plus profondément que celles exploitées aux Etats-Unis ; une différence qui handicape sévèrement la rentabilité potentielle des forages⁽²⁸⁾.

Tableau 5 : Fluctuations des estimations des réserves de gaz de schiste

Pays	Prévisions EIA 2011	Prévisions EIA 2013	Autres prévisions	
Pologne	5,29 bcm	4,19 bcm	0,768 bcm	Institut Géologique Polonais
Mexique	19,28 bcm	15,43 bcm	4 bcm	Pemex (Compagnie Mexicaine de Pétrole et Gaz)
Afrique du Sud	13,73 bcm	11,04 bcm	0,85 bcm	Agence Pétrolière Sud-Africaine
Chine	36,1 bcm	31,6 bcm	20,1 bcm	Ministère Chinois des Terres et des Ressources

Ces surestimations ont provoqué une spéculation considérable sur les quantités de pétrole et de gaz réellement disponibles, et ont fait naître de sérieux doutes sur le véritable niveau des ressources techniquement extractibles, au point de remettre fortement en cause la viabilité économique de cette industrie.

2.2. La production mondiale de gaz de schiste

A ce jour, trois pays produisent du gaz de schiste à l'échelle commerciale : les Etats-Unis, le Canada et la Chine.

Aux Etats-Unis, du gaz de schiste y a été produit commercialement pour la première fois en 1998. En 2005, la production atteignait 730 milliards de pieds cubes par an (20 milliards de m³/an), soit 4 % de la production totale de gaz naturel ; en 2010, elle était d'environ 5000 milliards de pieds cubes/an (141 milliards de m³/an), représentant un quart de la production totale de gaz du pays. La figure 5 montre l'évolution de la production depuis les débuts jusqu'en 2014. On remarquera une stagnation de la production du gaz de schiste pour les trois dernières années probablement due au déclin des gisements les plus productifs (Barnett, Haynesville...) combiné à la chute du prix du gaz ces dernières années qui freine l'exploration de nouveaux puits ; le coût des forages devenant prohibitif par rapport aux bénéfices escomptés.

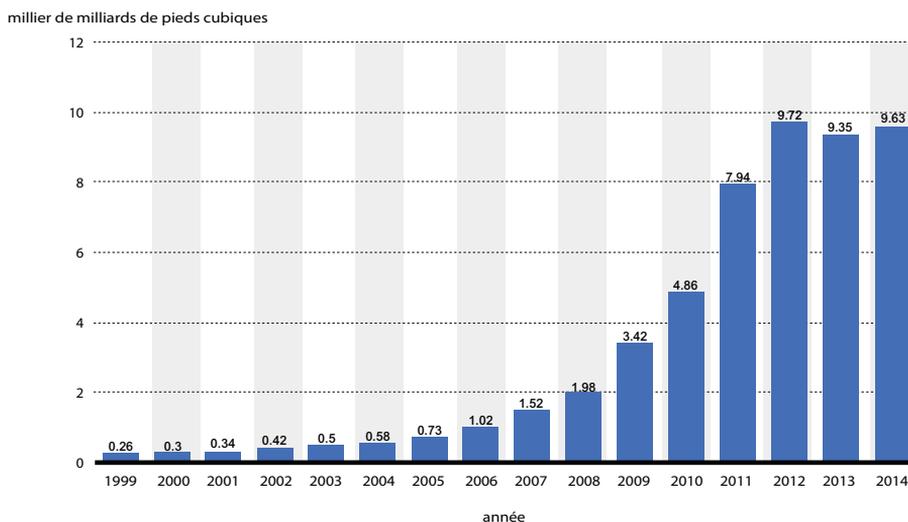


Figure 5 : Production de gaz de schiste aux Etats-Unis de 1999 à 2014 (en milliers de milliards de pieds cubiques).

Au Canada, la production de gaz de schiste en 2012 a atteint 750 milliards de pieds cubes par an (21 milliards de m³/an) au Nord-est de la Colombie britannique et 985,5 milliards de pieds cubes par an (28 milliards de m³/an) en Alberta. Ces volumes représentent 15% de la production totale en gaz du pays (figure 6) et, selon un récent rapport de l'Office national de l'énergie, le gaz de schiste comptera pour 28% du gaz produit au Canada en 2035⁽²⁹⁾.

En Chine : la production était de 50 millions de m³ (1,8 milliards de pieds cubes) en 2012 (pour 60 puits). Pékin a atteint son objectif de 2015 qui était de 6,5 milliards de m³ par an avant d'atteindre entre 60 et 100 milliards de m³ en 2020⁽³⁰⁾.

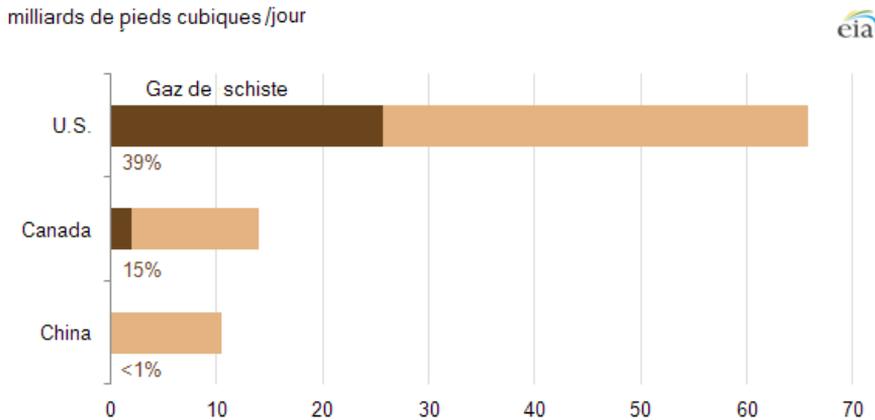


Figure 6 : Production comparée de gaz de schiste par rapport à la production totale de gaz en 2012 dans les 3 pays producteurs. Source : EIA Annual Energy Outlook 2013

Séduits par l'expérience nord-américaine et largement poussés par l'industrie étatsunienne, un certain nombre de pays tentent aujourd'hui leur chance⁽³¹⁾.

En Amérique latine : plusieurs gouvernements (Mexique, Argentine, Colombie, Uruguay, Equateur...) sont déjà engagés dans l'exploration des hydrocarbures non conventionnels. L'Argentine ne semble d'ailleurs plus très loin aujourd'hui d'accéder à une phase de production⁽³²⁾ au prix de nombreux investissements effectués en Patagonie, dans la région de Neuquén.

En Europe de l'est : en janvier 2013, l'**Ukraine** avait signé un accord avec le géant anglo-néerlandais Shell pour explorer le gisement d'Iouzovske, dans l'Est du pays, estimant également l'investissement à dix milliards de dollars, pour une production pouvant atteindre 10 à 20 milliards de m³/an. Néanmoins, les événements politiques ont poussé le géant néerlandais, mais également Chevron, à cesser leurs activités dans le pays.

La Pologne a commencé l'extraction de cet hydrocarbure non conventionnel près de Lebork, dans le nord du pays. Environ 8000 m³ de gaz sont ainsi extraits par jour. Le pays comptait investir 12,5 milliards d'euros dans cette énergie d'ici 2020, alors que 111 licences d'exploration ont déjà été accordées à plusieurs compagnies pétrolières depuis 2007 (chiffre au 3 octobre 2012), dont Chevron, Total, ou ConoccoPhilips. L'exploitation commerciale était annoncée pour 2014 mais la plupart des « majors » s'est, depuis, ravisée.

En Asie : Des projets commencent à se développer dans d'autres pays en Inde, en Indonésie, en Chine. Bien que ces développements n'en soient qu'à leurs premiers balbutiements, d'intenses échanges avec l'administration américaine et des entreprises américaines du secteur indiquent les intentions réelles des gouvernements locaux de développer cette industrie sur leurs territoires.

En Afrique

Le tableau 6 présente une série d'estimations des gisements techniquement exploitables de gaz de schiste, des réserves prouvées de gaz conventionnel et de la production gazière actuelle dans les pays d'Afrique du nord et en Afrique du Sud. Les volumes totaux pour le continent africain sont également présentés. D'après ce tableau, il apparaît qu'à l'échelle du continent, les réserves en gaz de schiste représentent le double de celles du gaz conventionnel.

Tableau 6 : Gisements techniquement exploitables de gaz de schiste, réserves prouvées de gaz conventionnel et production gazière actuelle (en milliers de milliards de pieds cubes)

Pays	Réserves totales estimées de gaz de Schiste en place ¹	Gisements techniquement exploitables de gaz de schiste ¹	Réserves prouvées de gaz conventionnel en 2012 ²	Production de gaz conventionnel en 2012 ²
Algérie	812	230	158	2.957
Libye	1147	290	52	0.586
Tunisie	61	18	2.26	0.071
Maroc	68	11	0.035	0.004
Mauritanie	2	0.4	0.989	0.000
Sahara occidental	37	7	-	-
Afrique du Sud	1834	485	0.000	0.0035
Total, Afrique	3962	1042	504	7.313

(Source: voir note 33)

En Afrique du Sud, les réserves sont concentrées au centre du pays, dans la région du Karoo, et sont les plus importantes d'Afrique. Le pays a attiré, dès 2011, des multinationales et des permis d'exploration ont été demandés sur une zone couvrant 200 000 Km². Cependant, le moratoire sur l'exploitation de gaz de schiste, instauré en 2011 et levé l'année suivante, a entravé toute activité. Celle-ci devrait reprendre sitôt que les compagnies pétrolières obtiendront leur licence de la Petroleum Agency South Africa⁽³⁴⁾.

En Algérie, sept bassins d'hydrocarbures non conventionnels ont été identifiés (Figure 7).

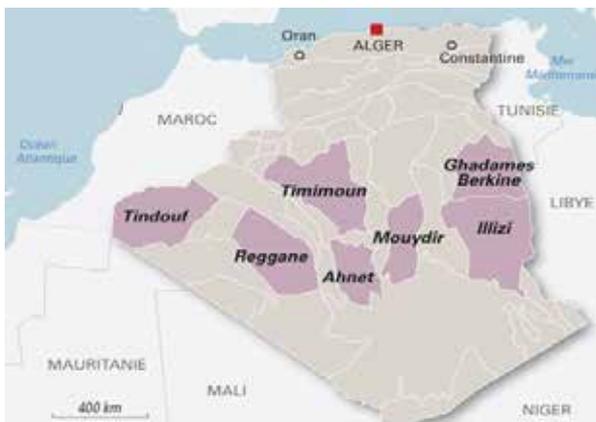


Figure 7 : Les sept bassins potentiels de gisements non conventionnels en Algérie⁽³⁵⁾.

La compagnie nationale des hydrocarbures (Sonatrach) a déjà lancé un projet pilote dans le bassin d'Ahnet, dans le sud du pays. Elle prévoit une production commerciale de 20

milliards de m³/an de gaz de schiste à l'horizon 2022. Le forage de onze puits d'exploration de gaz de schiste est prévu sur une période s'étalant de 2021 à 2027.

2.3. Etat des lieux du secteur pétrolier en Tunisie : la production, les permis et concessions et volonté du gouvernement d'exploiter les ressources non conventionnelles.

2.3.1. Production et consommation d'hydrocarbures

Selon le Ministère tunisien de l'industrie, la production d'hydrocarbures (Pétrole, Gaz, GPL) a atteint, au cours de l'année 2012, environ 70.000 barils/jour⁽³⁶⁾. Sept cent cinquante puits ont été forés depuis 1932, dont uniquement 115 ont abouti à des découvertes exploitables⁽³⁷⁾. Les principaux gisements d'hydrocarbures sont essentiellement compris dans deux réservoirs (Trias El Borma et Ecocène Ashtart) qui fournissent 85 % de la production du pays. Le pétrole tunisien, quasiment sans soufre et sans plomb, est considéré comme « *extra-sweet* », d'une des meilleures qualités au monde. La production nationale est vendue, à l'état brut, sur le marché international et du pétrole de moindre qualité est importé et raffiné par la STIR à l'usine de la Skhira. Les besoins nationaux, estimés à 90.000 barils/jours en 2012 (Tableau 7), sont couverts à 40% par la production locale. Le reste est comblé par l'importation de carburants

En ce qui concerne le gaz naturel, la production s'élève à 56 000 barils/jour. British Gas (BG) détient le monopole de la production nationale, qui provient des concessions Hasdrubal et Miskar, et fournit environ 60% du besoin national (voir annexe III). Le reste du gaz provient d'Algérie dont une partie est achetée et une partie cédée en contrepartie des royalties que doit payer l'Algérie à la Tunisie pour le droit de passage du gazoduc qui alimente l'Italie.

Tableau 7 : Production, consommation de pétrole et de gaz en Tunisie pour l'année 2012 et réserves prouvées pour le pétrole et le gaz conventionnels et non conventionnels (en italique).

Ressources	Production (bep/jour)	Consommation (bep/jour)	Réserves prouvées/ techniquement exploitables (milliard de barils)	Référence
Pétrole	70 000	90 000	0,43	1
Gaz	56 000 ⁴⁷	108 000 ⁴⁷	425 ⁵⁰	47 + 50
<i>Huile de schiste</i>	-	-	1,5	50
<i>Gaz de schiste</i>	-	-	4250	50

1 bep = 6000 pieds cubiques de gaz

Selon l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières (ETAP), la production nationale de pétrole brut en 2012 a accusé une baisse de 0,3% par rapport à 2011 de même celle en gaz naturel a enregistré une dépréciation de 1,7%. L'entreprise justifie ces baisses par le déclin de la production des puits, des mouvements sociaux, des arrêts pour maintenance ou des retards pour travaux⁽³⁸⁾.

En 2012, la consommation nationale d'énergie primaire s'est élevée de 6,5% par rapport à 2011 entraînant un déficit énergétique record du pays (en accroissement de 58% par rapport à 2011) et ramenant sa dépendance énergétique de 87% en 2011 à 81% en 2012⁽³⁹⁾. Ces chiffres, communiqués par l'ETAP et subtilement utilisés dans les conférences de presse par les représentants du gouvernement, ont distillé l'idée que le déclin des ressources naturelles conventionnelles menaçait le développement de la Tunisie. C'est dans ce contexte que l'annonce de la découverte de gisements de gaz de schiste a été présentée comme une solution énergétique bienvenue et « miraculeuse ».

2.3.2. Les permis et concessions

Le secteur des énergies fossiles est le premier secteur d'investissement étranger en Tunisie. L'ETAP a pour mission, d'après son texte de création, de gérer l'exploration et la production d'hydrocarbures et la commercialisation pour le compte de l'Etat tunisien. Ainsi, elle assiste et appuie les compagnies pétro gazières à l'exploration et à la production ; elle est chargée d'attirer les investissements étrangers et de négocier avec les sociétés pétro gazières pour le compte de l'Etat. L'attribution des permis de recherche et des concessions d'exploitation revient au Conseil consultatif des hydrocarbures (CCH) qui représente la Direction générale de l'énergie (DGE) au sein du Ministère de l'industrie. Le directeur général de l'énergie préside ce conseil et en nomme les membres qui représentent les différents ministères de souveraineté (premier ministre, intérieur, défense nationale, finances...) à l'exclusion de tout autre ministère. La Banque centrale de Tunisie y est également représentée ainsi que l'ETAP qui, de ce fait, joue le double rôle de représentant du Ministère de l'industrie et d'associé puisque, si le projet est retenu par la DGE, elle est bénéficiaire à un certain pourcentage (fixé par la DGE) et signataire de la convention avec la DGE et la société pétro gazière étrangère. Après avis favorable du CCH, l'ETAP prend le relais pour préparer les documents contractuels : la convention régissant les travaux de recherche sur le permis demandé et ses annexes (cahier des charges, procédures de changes et coordonnées des sommets de permis et extrait de carte).

49 permis sont actuellement en vigueur et 52 concessions d'exploitation ont été accordées à 59 sociétés, dont 4 seulement sont tunisiennes, le reste étant des sociétés étrangères ou mixtes (figure 8 et tableau 8). L'ETAP détient uniquement 23 permis dans lesquels elle est engagée à hauteur d'un pourcentage de bénéfice, qui varie de 10 à 51%, avec des compagnies étrangères et ne possède qu'une seule concession à 100%.

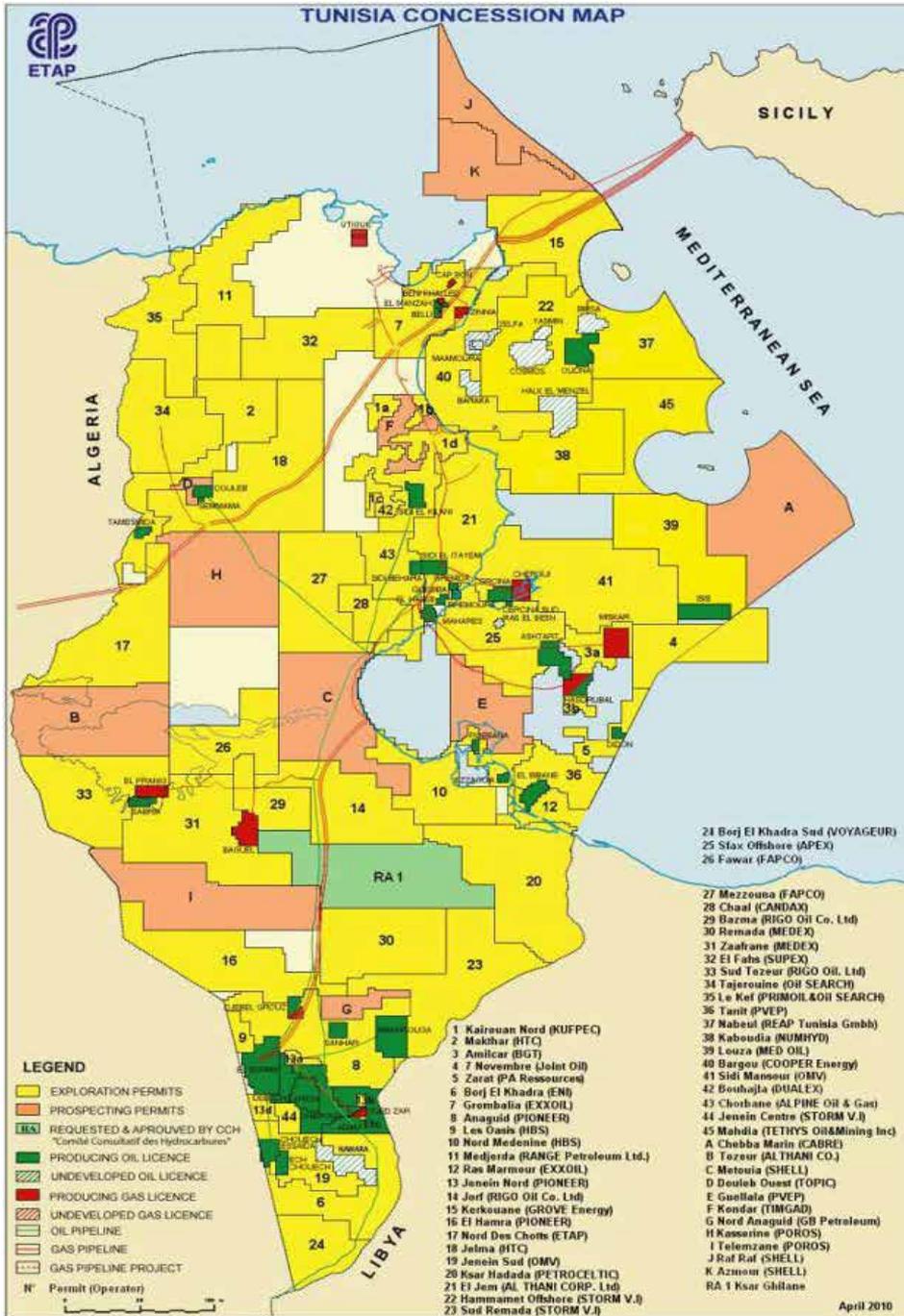


Figure 8 : Carte des concessions attribuées par l'ETAP à des compagnies pétrogazières (données de 2010, non actualisées sur leur site)

Tableau 8 : Permis et concessions ETAP et hors ETAP avec partenaires, pourcentage de bénéfice et production pour l'année 2012 (NR = non renseigné). (Source : ETAP)

Ressource	Concession	Permis	Situation	Partenaires [parts (%)]	Production m ³ /jour
	Concessions ETAP				
Huile	Ashtart	Marin du Golfe de Gabès	Offshore	ETAP 50 OMV 50	5 000
	Sidi El Kilani	Kairouan nord	Onshore	ETAP 55 KUFPEC 22,5 CNPI 22,5	1 000
	Ezzaouia	Zarzis		ETAP 55 ECUMED 45	400
	Cercina	Kerkenah ouest	Offshore	ETAP 51 OMV 49 TPS (contractant)	1 100
	Rhemoura		Onshore		500
	El Hajeb / Guebiba				9 500
	Gremda				700
	Mahres	NR		ETAP 75 ENI 24,5	0
	Chourouq	Jenein nord		ETAP 50 OMV 50	4 000
	Oudna	Hammamet grand fond	Offshore	ETAP 20 ATLANTIS 40 LUNDIN 40	0
	Sabria	Kebili	Onshore	ETAP 55 WINSTAR 45	400
	Makhrouga	Permis sud		ETAP 50 ENI TUNISIA BV 50	45
	Laarich			300	
	Debbeck			10	
	Beni Khaled	Cap Bon	Offshore	ETAP 55 EXXOIL 45	NR
	Bir Ben Tartar	Sud Remada	Onshore	ETAP CPP STRORM 80 RIGO 20	2 500
	Dorra	Anaguid		ETAP 50 OMV 50	400
	Cercina sud	NR	Offshore	ETAP 50 OMV 49 TPS (contractant)	NR
	Birsa			ETAP 20 TOPENERGY 40 ATLANTIS 40	
	Isis		ETAP 20 VIKING 80		
Nawara	Onshore		ETAP 50 OMV 50		
Cosmos	Offshore		ETAP 20 STORM 80		

Gaz	Utique	Djebel Oust		ETAP 100	100
	Baguel	Douz		ETAP 51 PERENCO 49	Puits Baguel 80 Puits Tarfa 30
Huile et gaz	Adam	Borj El Khadra	Onshore	ETAP 50 STORM 5 OMV 20 ENI TUNISIA BEK BV 12,5 ENI TUNISIA BV 12,5	6 000
	Chergui	Kerkennah ouest	Offshore	ETAP 55 PETROFAC 45	300
	Hasdrubal	Amilcar		ETAP 50 BG 50	10 000
	Djebbel Grouz	Bir Aouine	Onshore	ETAP 50 ENI TUNISIA BV 50	200
	Franig	Medenine		ETAP 50 PERENCO 50	500
	Oued Zar	Permis Sud		ETAP 50 ENI TUNISIA BV 50	3 500
	Maamoura	Enfidha	Offshore	ETAP 51 ENI TUNISIA BV 49	1 000
	Baraka				1 500
Concessions hors ETAP					
Huile	Didon	Zarat	Offshore	PA RESOURCES 100	NR
	Miskar	Amilcar	Onshore	BG 100	
	Sidi Behara	NR		CFTP 100	
	Siletayem	Sfax Kerkenah	Offshore		
	Douleb	Tunisie centre nord	Onshore	SEREPT 30 HTC 70	
	Semmama			SEREPT 5 HTC 95	
	Tamessmida				
	Robbana	Gabès Djerba ben Guardane	Onshore	ECUMED 80 CANDAC 20	
	El Bibane	NR		LTD 2,3227 ECUMED 97,6773	
	El Menzah	Grombalia		ECUMED 75 EXXOIL 25	
	Sanhar	Bir Aouine	Offshore		
	Chouech Essaida	Permis du sud	Onshore	WINSTAR 100	
	Zinnia	Cap Bon Golfe de Hammamet			
	Echouech				
	Halk El menzel	NR	Offshore	TOPIC 100	
	Yasmine			STORM 100	
	Zelfa			TOPIC 30 LUNDIN 43,75 ATLANTIS 22,75 ZLUBZUBA 3,5	
Ras El Bech	EUROGAZ 45 DNO 55				

2.3.3. La situation du gaz de schiste en Tunisie

Les ressources en gaz de schiste ont été évaluées en Tunisie à 114 000 milliards de pieds cubiques et celles techniquement récupérables ont été estimées, en 2011, à 18 000 milliards de pieds cubiques (soit environ 510 milliards de m³)⁽⁴⁰⁾. Plus récemment, ces réserves ont été revues à la hausse et sont maintenant estimées à 23 000 milliards de pieds cubiques⁽⁴¹⁾ (soit environ 650 milliards de m³). D'après les estimations de l'EIA⁽⁴²⁾ comparé à d'autres pays, ce potentiel reste modeste mais demeure néanmoins dix fois supérieur à celui des réserves prouvées de gaz dit « conventionnel ». Selon la même source, les réserves techniquement exploitables en huiles ou pétrole de schiste, sont estimées à 1,5 milliards de barils (voir tableau 6).

Les ressources en hydrocarbures non conventionnels sont regroupées dans le bassin de Ghadamès, que la Tunisie partage avec l'Algérie et la Lybie, et dans le bassin pélagien qui borde la côte Est du pays (figure 9). Les formations schisteuses sont le Silurien Tannezuft et le Dévonien Frasnien, pour le bassin de Ghadamès, et le Jurassique Nara, le Crétacé Fahdane, le Crétacé Bahloul et l'Éocène Boudabous, pour le bassin pélagien. Le tableau 9 en présente certaines des caractéristiques.



Tableau 9 : Caractéristiques des formations géologiques contenant des huiles et gaz de schiste en Tunisie et compagnies pétrolières qui ont l'intention de les explorer en vue d'une exploitation. Source : EIA/ARI 2013.

Bassin	Ghadames		Pélagien			
Localisation	Zone sud		Zone est			
Formation	Tannezuft	Frasnien	Nara	Fahdane	Bahloul	Boudabous
Ere géologique	Silurien	Dévonien	Jurassic	Crétacé	Crétacé	Eocène
Profondeur moyenne (m)	3 800	2 900	Non renseigné			
Epaisseur (m)	550	100				
Radioactivité	oui	-	-	-	-	-
Ressource	Teneur en matière organique (%)	5,7-14	1-10	0,5-14		0,4-4
Gaz	Ressources techniquement exploitables (Milliards de pieds cubes) (milliards de m ³)	10 600 300	12 100 342	Non renseigné		
Pétrole	Ressources techniquement exploitables (milliards de barils)	0,04	1,42			
	Compagnies pétrolières intéressées	ETAP- Perenco Cygam/ Storm Winstar/serinus		Shell – African Hydrocarbons		

national⁽⁴⁴⁾. Pourtant, les compagnies étrangères communiquent bien sur le sujet ; leurs sites internet détaillant certaines opérations de fracturation (Figures 11 et 12).



Figure 11 : La compagnie Chinook, opérateur de Cygam, annonce la première fracturation hydraulique multi-stage dans un puits horizontal en Tunisie (consultation du site en février 2014).



Figure 12 : La compagnie Perenco annonce la première opération de fracturation hydraulique en Afrique du nord (Tunisie) en mars 2010. Depuis quelques mois, les informations relatives à 2010 ont disparu du site de Perenco. Cette capture d'écran a été faite avant cette date.

Dans une communication de novembre 2012 (figure 12), la société franco-britannique Perenco rappelle pourtant que sa production de gaz provient entièrement de réserves « conventionnelles » et que le test visant à évaluer les ressources en hydrocarbures de schiste se révèle négatif. La date de la mise à jour est importante puisque deux mois plus tôt, une vague de contestation s'était soulevée au sein de la société civile à l'annonce de la signature imminente de Shell pour explorer du gaz de schiste dans la région de Kairouan.

Ces tergiversations politiques nient pourtant certaines réalités : une recherche par imagerie satellitaire indique d'abord que Perenco exploite des puits au sud de Chott El Jerid (gouvernorat de Kébili) (figure 13A) avec des installations caractéristiques de l'exploitation d'hydrocarbures par fracturation hydraulique (Figure 13B). Compte tenu de l'implication de l'ETAP sur cette concession (participation à hauteur de 50%), le gouvernement doit nécessairement être informé de l'évolution de ce projet.



A

B

Figure 13 : Le gisement de gaz de schiste d'El Franig exploité par Perenco dans le Sud tunisien à quelques kilomètres d'El Faouar et du Chott El Jerid (A). La présence des bassins de récupération des eaux de fracturation sur le site El Franig laisse fortement supposer qu'il s'agit d'une exploitation de gaz de schiste (B).



D'autre part, l'observation d'une coupe géologique de la région (Figure 14) révèle que les puits Franig-1, Franig-2 et Franig-3 (exploités par Perenco) surplombent la formation schisteuse du Silurien « hot shale » (ce qui n'est pas le cas pour le puits Sabria W-1 exploité par la compagnie canadienne Winstar).

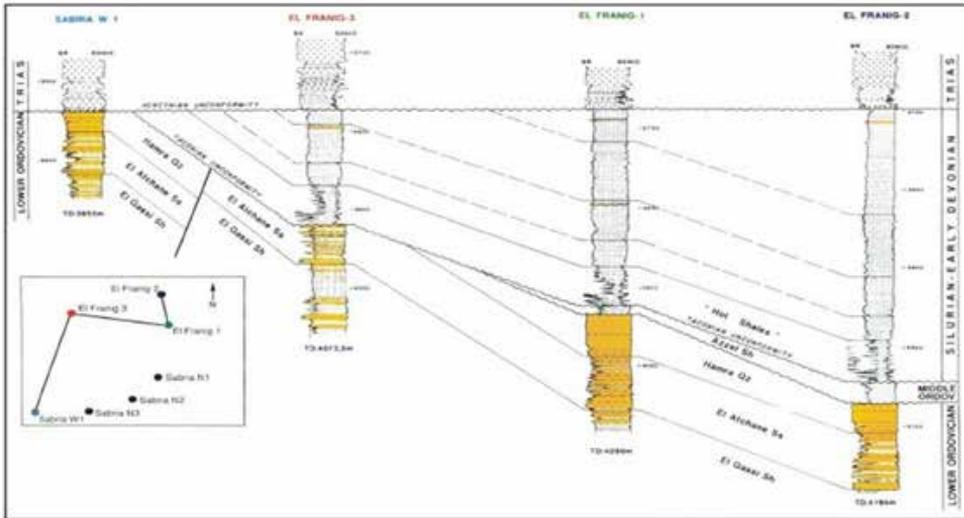


Figure 14 : Couches géologiques situées sous les puits Franig-1, Franig-2 et Franig-3 exploités par la compagnie Perenco et sous le puits Sabria W-1 exploité par la compagnie Winstar. (Source : Mohamed Soussi – Faculté des Sciences de Tunis)

Félix Vasco, expert et résidant en Tunisie, rapporte, dans un document⁽⁴⁵⁾ publié par la plateforme Hart Energy qui diffuse des informations et des données destinées aux professionnels de l’industrie pétrolière, de l’entreprise et de la finance, qu’un puits non conventionnel a été foré dans le sud du pays en 2010.

Sur la base des informations divulguées par les exploitants eux-mêmes, les informations suivantes ont pu être regroupées dans le tableau 10.

Compagnie pétrolière	Permis/ Gouvernorat	Chronostratigraphie (Réservoir)/ Lithostratigraphie (Formation)	Date de fracturation hydraulique	Référence
CYGAM Energy Inc. (Storm) –CHINOOK (Rigo) / ETAP	Sud Remada/ Tataouine	Ordovicien/ Bir Ben Tartar	Juillet 2008	2
PERENCO/ETAP	El Franig/ Kebili	Silurien/Tannezuft + Ordovicien/Hamra	Mars 2010	3
CYGAM Energy Inc. (Storm) –CHINOOK (Rigo) / ETAP	Sud Remada / Tataouine	Ordovicien/ Bir Ben Tartar et Jeffara	Mai 2011	4
CYGAM Energy Inc. (Storm)	Sud Tozeur / Tozeur	Ordovicien/Silurien Tannezuft (puits TT#3)	2011	5
CYGAM Energy Inc. (Storm) –CHINOOK (Rigo) / ETAP	Sud Remada / Tataouine	Ordovicien/ Bir Ben Tartar et Jeffara	Juillet 2012	6
	Sud Remada / Tataouine	Ordovicien/ Bir Ben Tartar	Janvier 2013	7

Tableau 10 : Les différentes dates de fracturation hydraulique effectuées en Tunisie réalisées par des compagnies pétrolières et gazières étrangères.

NOTE IMPORTANTE :

Les informations publiquement disponibles indiquent que Cygam Energy Inc a effectué 47 opérations de fracturation hydraulique sur 11 puits dans la concession de Bir Ben Tartar entre mai 2011 et janvier 2013. Dans un rapport édité par l'ETAP en 2012(51), il est fait allusion à des fracturations hydrauliques « multistage » répétées dans des forages horizontaux de deux puits (12 fracturations pour le puits TT#13 et 8 fracturations pour TT#16) en août et septembre 2012. Le même document fait état de fracturations dans des forages verticaux pour huit autres puits (TT#2 à TT#9) entre 2011 et 2012. En janvier 2013, c'est le puits TT#10 qui est foré horizontalement avec 11 fracturations (multistages). Ces fracturations concerneraient l'extraction d'hydrocarbures conventionnels. Cependant, en 2011, une exploration du Silurien Tannezuft (schiste radioactif) a été faite dans le puits TT#3.

En Janvier 2014, l'Agence nationale de protection de l'environnement (ANPE) a pourtant admis la réalisation d'opérations de fracturation hydraulique effectuées sans autorisation dans des forages sur le territoire national⁽⁵²⁾. Ces révélations ne l'ont pourtant pas empêché au même moment d'attribuer deux autorisations de fracturation hydraulique aux sociétés pétrolières Perenco et Storm et une autre, en août 2014, à la compagnie Winstar/Serinus.

Malgré l'opacité entourant ces activités, tout semble donc bien indiquer que des opérations de fracturation hydraulique ont déjà été effectuées sur le sol tunisien. La fracturation hydraulique à haut volume pour l'exploration d'huile ou de gaz de schiste ayant été, elle, pratiquée dès 2010. Dans ce contexte, il paraît impossible que ni l'ETAP ni la DGE n'en aient eu connaissance. Se pose dès lors plusieurs questions : pourquoi l'avoir nié et avoir continué à le faire ? Dans quel but ? Si les hésitations et négations de certaines agences nationales restent à être comprises, elles sont néanmoins révélatrices de la controverse liée à l'usage de cette technique.

2.3.5. Où en est-on aujourd'hui de l'exploration des énergies non conventionnelles en Tunisie ?

Les données sont présentées par compagnie pétrolière

SERINUS +WINSTAR : permis Kébili et du Sud

A quelques centaines de mètres du site de Perenco, la compagnie polonaise Serinus associée à Winstar, possède les permis Kébili et du Sud. Leur plan d'action pour 2013-2014 révèle leur intention de pratiquer la fracturation hydraulique – FRAC - (Figure 15). Sur le puits CS SIL-9 de la concession Chouech Saïda, la formation géologique visée est le Silurien (SIL), c'est-à-dire des hydrocarbures non conventionnels. Déjà en 2012, Winstar explorait le potentiel tunisien en gaz de schiste de la formation Tannezuft dans le réservoir

Silurien du bassin de Ghadames puisque la compagnie avait déjà les résultats des tests d'analyse des paramètres caractéristiques de la formation ciblée⁽⁵³⁾ (figure 16). L'ETAP est partenaire à 55% sur ce projet.

ACTION PLAN



Figure 15 : Le plan d'action de la compagnie Serinus en 2013-2014 pour les puits de la concession Sabria (permis Kébili) et de la concession Chouech Essaida (permis sud). Le « frack » est prévu pour 2014.

2012 SHALE GAS STUDY: NUTECH ENERGY - HOUSTON USA

TUNISIAN CONCESSIONS							
Concession	Analog Well	G.I.P. (BCF/SEC)	Acres	Total (BCF)	Pot. Rec. Factor (RF%)	Tech. Res. (BCF)	W.L. (%)
Chouech Essaida	Chouech Offset	137	42,821	9,179	18	1,432	100
Ech Chouech	Chouech Offset	137	35,862	7,687	18	1,380	100
Sanhar	Chouech Offset	137	37,038	7,940	18	1,425	100
Sabria	SAB-N1	137	28,889	4,756	18	808	45
CONCESSION TOTAL (TCF)						5.3	
CONCESSION TOTAL (MMBOE)						886	
NET TO WINSTAR (TCF)						4.8	
NET TO WINSTAR (MMBOE)						808	

Figure 16 : Ressources de gaz de schiste techniquement récupérables dans 4 concessions détenues par Winstar dans le sud tunisien (région de Kébili et dans la pointe sud-ouest du pays)⁽⁵⁴⁾

CY GAM ENERGY : permis Bazma et Sud Tozeur : En 2012, la compagnie canadienne Cygam Energy s’est vu accordée par l’ETAP les permis de recherche Bazma et Sud Tozeur, permis qu’elle détient à 100%. La communication de la compagnie montre clairement son intention de rechercher du gaz de schiste dès qu’elle aura obtenu l’autorisation du gouvernement tunisien⁽⁵⁵⁾ (figure 17). En avril 2014, Cygam Energy a vendu la totalité de ses parts sur le permis Sud Tozeur à la compagnie YNG Exported Limited⁽⁵⁶⁾.

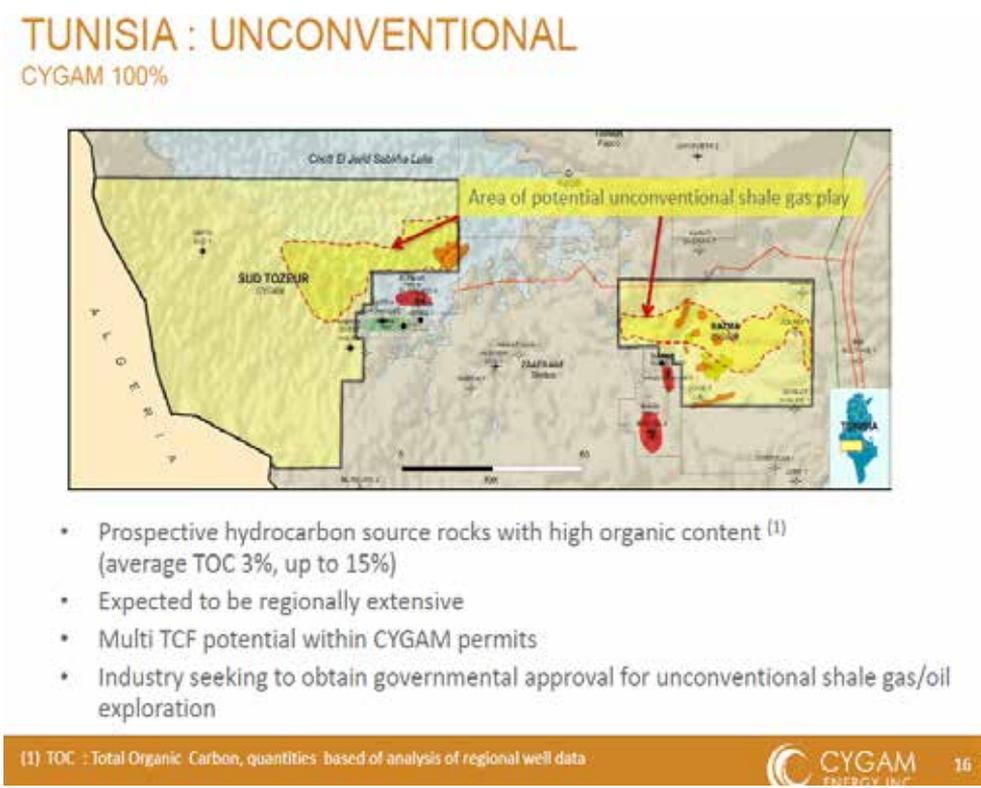


Figure 17 : Carte établie par Cygam Energy montrant les zones des permis sud Tozeur et Bazma potentiellement riches en gaz non conventionnels.

ENI : Alors qu’elle parle de possibles explorations depuis 2011⁽⁵⁷⁾, la compagnie italienne ENI n’a fait état de ses intentions d’exploiter du gaz de schiste en Tunisie que fin janvier 2012⁽⁵⁸⁾. Elle n’a plus communiqué sur le sujet depuis lors.

SHELL : Depuis début 2011, la société anglo-néerlandaise Shell a entamé des négociations avec le gouvernement en vue d’obtenir un permis d’exploration pour les huiles et gaz de schiste et de réservoir compact dans la région centre du pays (bassin du Kairouanais - bassin pélagien). La région visée est pour l’instant un bloc libre qui borde le permis El Jem, attribué à la compagnie qatari Al Thani depuis 2005. Shell a

signé un contrat d'achat de 80% des intérêts de Thani dans le permis El Jem. Avec les deux permis, Shell pourrait opérer dans un territoire d'une superficie d'environ 6500 Km²(59). Le projet Shell prévoit le forage de pas moins de 742 puits d'ici à 2038(60) avec une phase de développement qui s'étend jusqu'en 2061 (figure 18). Le groupe se veut rassurant en déclarant que son intention est d'évaluer la viabilité du projet et l'existence d'opportunités réelles sur certains gisements. La société s'est également engagée à effectuer une consultation publique et à réaliser une étude d'impact sociale, environnementale et sanitaire avant d'engager quelque activité de forage. D'après le procès verbal du conseil ministériel, daté du 4 mars 2013, réuni pour statuer sur la décision d'autorisation à Shell, la compagnie s'est engagée à construire un centre de dessalement des eaux au cas où elle n'obtiendrait pas les autorisations d'utilisation de l'eau douce. Toutefois, d'après Mr Mohamed Akrouf, directeur de l'ETAP, Shell a laissé entendre que si elle n'obtenait pas l'autorisation, elle quitterait définitivement le pays. Le Conseil ministériel, se basant sur l'avis favorable de la CCH, a décidé l'octroi du permis d'exploration pour une durée de 5 ans en se réservant le droit de l'annuler si les résultats de l'étude stratégique d'évaluation environnementale, qui est en cours, révélait des impacts négatifs non maîtrisables de la fracturation hydraulique sur l'environnement. Quasiment deux ans plus tard, en février 2015, Shell souligne que « aucune décision définitive n'a encore été prise et les discussions sont en cours »(61).



Figure 18 : Nombre de forage entre 2014 et 2038 dans la région de Kairouan et détails des phases du projet de la société Shell. Source Shell

D'après des experts, les compagnies pétrolières qui exploitent du conventionnel sur des concessions surplombant des gisements d'hydrocarbures de roche mère pourraient être tentées de creuser les puits plus profondément pour atteindre les gisements de roche

mère⁽⁶²⁾. Par exemple, la compagnie Mazarine, détentrice du permis Zaafrâne pour exploiter des hydrocarbures conventionnels, mentionne le potentiel en ressources non conventionnelles sur toute la surface de son permis⁽⁶³⁾.

3. L'économie du gaz de schiste : Entre mythe et spéculation

L'expérience américaine, son énergie abondante et à bas prix, constituent aujourd'hui une vitrine idéale pour l'industrie du gaz de schiste. Ses apparentes retombées économiques attirent en effet de nombreuses convoitises qui poussent un nombre conséquent d'États dans le monde à tenter de répéter son prétendu succès.

Longtemps non-contestés, notamment au prix d'un intense lobby du secteur, ce boom et ses impacts économiques (indépendance énergétique, énergie à bas coût, création d'emplois) sont pourtant aujourd'hui de plus en plus remis en cause. Le miracle de la révolution du gaz de schiste ne serait alors au mieux qu'un mirage passager et au pire une fantastique opération spéculative ne profitant qu'à quelques acteurs du secteur.

3.1. Rentabilité des extractions

A en croire les titres de la presse américaine prédisant un prodigieux essor économique grâce à la « révolution » des gaz et pétrole de schiste, les Etats-Unis atteindront bientôt l'indépendance énergétique et redistribueront pour de longues années les cartes de la géopolitique pétrolière mondiale. L'Agence internationale de l'énergie (AIE)⁽⁶⁴⁾ martèle ainsi depuis 2012 qu'à l'horizon 2017 les Etats-Unis raviront à l'Arabie Saoudite la place de premier producteur mondial de pétrole et accéderont à une « *quasi autosuffisance* » en matière énergétique. Selon l'AIE, la hausse programmée de la production d'hydrocarbures, qui passerait de quatre-vingt-quatre millions de barils par jour en 2011 à quatre-vingt-dix-sept en 2035, proviendrait « *entièrement des gaz naturels liquides et des ressources non conventionnelles* » (essentiellement le gaz et l'huile de schiste), tandis que la production conventionnelle aurait amorcé son déclin à partir de 2013. Selon le groupe ExxonMobil⁽⁶⁵⁾, les Américains deviendraient exportateurs nets d'hydrocarbures à partir de 2025 grâce aux gaz de schiste, dans un contexte de forte croissance de la demande gazière mondiale, et bien aidé par la politique volontariste de l'État américain qui subventionne fortement les opérateurs au travers de diverses exonérations fiscales sur les forages⁽⁶⁶⁾.

Une étude de 2014 de l'Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI)⁽⁶⁷⁾, montre que le boom du gaz de schiste aux États-Unis n'a pourtant, jusqu'à présent, que peu pesé sur les prix de l'énergie, la compétitivité ou l'emploi américain. Les dernières observations indiquent, d'une part, la production de quatre des six plus grands gisements américains est déjà entrée en phase de déclin et, d'autre part, que les prix pratiqués, du fait de la surabondance de gaz sur le marché, rendent les forages non rentables.

3.1.1. Estimations erronées : Entre spéculation et confusion

Beaucoup d'investissements ont été réalisés aux États-Unis sur la base d'estimations qui se sont par la suite révélées erronées et parfois dans des proportions dramatiques (Voir chapitre 2). C'est notamment ce qui a valu à l'EIA d'affirmer en 2011 que la Californie

détenait 64% des réserves nationales en gaz de réservoir compact, pour ensuite, trois ans plus tard, revoir ses estimations à la baisse de 96%⁽⁶⁸⁾.

Ce phénomène observé à de nombreuses reprises provient avant tout des difficultés imposées par la géologie dans laquelle ce gaz dit « non-conventionnel » est piégé. Alors qu'en moyenne, jusqu'à 80% du gaz capturé dans des géologies conventionnelles peut être extrait, ce n'est en moyenne que 6,5% du gaz concentré dans les réservoirs non conventionnels que les opérateurs parviennent à produire aux États-Unis⁽⁶⁹⁾.

Les bassins de gaz de schiste ne sont par ailleurs pas des réservoirs à densité de gaz homogène. Des experts du secteur évaluent que les zones les plus fertiles (et souvent les seules à être rentables), les « *sweet spots* », ne représentent en moyenne qu'un cinquième de ces réservoirs. Le reste de la zone pourra alors contenir du gaz mais en quantité trop faible pour que leur production soit rentable.

Pour ces raisons, les estimations du potentiel de chaque réservoir de gaz de schiste défient les compétences de nombreux experts du secteur. Ces estimations se perdent alors souvent en confusion, mélangeant les prévisions sur les ressources et les réserves, aboutissant trop souvent à des conclusions trompeuses et des décisions prises sur la base d'informations mal utilisées voire non-fondées.

Très souvent en effet sont effectuées des estimations sur la quantité de ressources potentielles, autrement dit la quantité de gaz qui pourrait se trouver accumulée dans la roche mère. Ces estimations sont alors presque systématiquement confondues à tort avec les « réserves », terme qui désigne la quantité de gaz techniquement et économiquement extractible. Les 6,5% récupérés en moyenne aux États-Unis finissent alors de rappeler l'importance de la distinction ressource-réserve et expliquent en bonne partie l'origine des importantes confusions faites sur le véritable potentiel en gaz de chaque zone.

Il est ainsi honnête de considérer que des estimations faites a priori, avant le début d'opérations exploratoires, ne sont alors guère plus que des conjectures très souvent influencées par les intentions de ceux qui les élaborent. Il ne s'agira dans tous les cas jamais d'estimations de réserves réelles, les réserves dépendant en effet de la qualité de chaque zone forée. Laisser les compagnies explorer avec pour seul but de déterminer le véritable niveau des réserves relève donc de la chimère. Outre le fait que l'exploration requiert déjà l'usage de la fracturation hydraulique, elle condamne immédiatement les zones recherchées à une exploitation à plus long terme, avec tous les dégâts environnementaux, sociaux et sanitaires qu'elle peut générer (Voir Chapitre 4).

3.1.2. Une production au déclin déjà visible

Une autre particularité de la production du gaz de schiste se situe dans le déclin inhérent et particulièrement rapide de la production de chacun de ses puits.

La production des puits situés dans le Sud des États-Unis a subi un repli de pas moins de 28 % en seulement un an et demi, selon les données fournies par Washington. Les champs de Barnett (Texas) et de Haynesville (Louisiane) qui fournissent à eux seuls la moitié de la production américaine de gaz de schiste, ont franchi leur pic de production respectivement en novembre et décembre 2011 (figure 19).

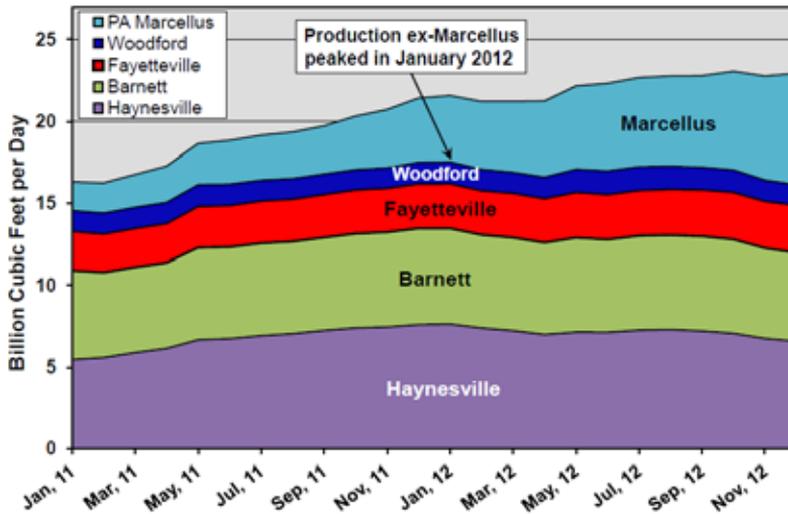


Figure 19 : Evolution de la production des 5 principaux champs de gaz de schiste aux Etats-Unis, constituant 80 % de la production totale de gaz de schiste. (Source : J. David Hughes – voir note 70)⁽⁷⁰⁾.

Les «*sweet spots*» des champs de Barnett et de Haynesville ont d’ores et déjà été forées de manière intense. Les forages futurs risquent de tendre à être moins productifs et donc moins rentables. Il faudrait donc qu’ils soient plus nombreux pour compenser le déficit de production. Il ne s’agit pourtant pas nécessairement d’une garantie puisque sur certains gisements la production commence à décroître malgré l’augmentation du nombre de puits (figure 20) :

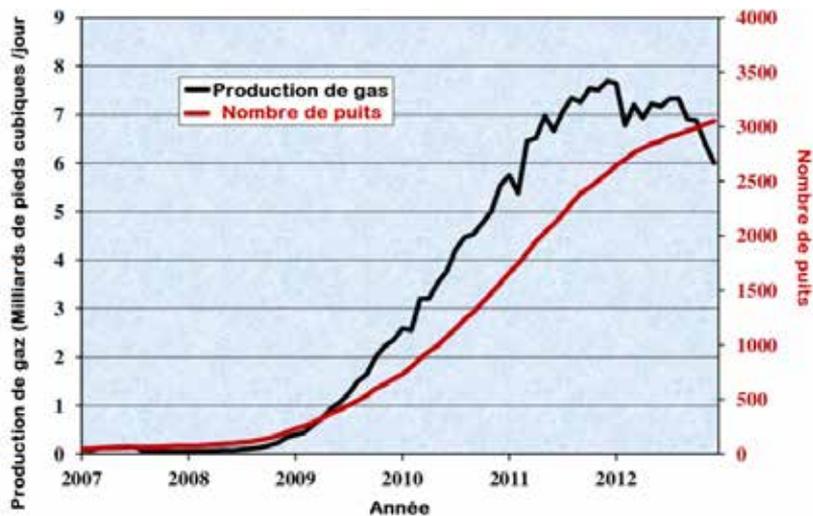


Figure 20 : Production de gaz de schiste en décroissance malgré l’augmentation du nombre de puits du champ de Haynesville (USA) entre 2007 et 2012. (Source : voir note 71)

En réalité, la réduction du nombre de forages est la conséquence de la combinaison de deux facteurs, l'un géologique : la tendance à devoir forer les nouveaux puits dans des zones moins fertiles en hydrocarbures ; et l'autre économique : le repli des cours du gaz naturel depuis fin 2011, lui-même provoqué par le boom des gaz de schiste, rend l'exploitation moins rentable. Plusieurs raisons peuvent alors expliquer ce déclin de la production qui tient aux spécificités de l'industrie des hydrocarbures non conventionnels.

3.1.3. Durée de vie et profil de production des puits

Compte tenu de la faible densité en gaz de la roche mère et la répartition de ce gaz sur de très larges territoires, la durée de vie des puits de gaz de schiste s'en trouve considérablement réduite, par rapport aux puits de gaz conventionnel. La productivité d'un puits de gaz de schiste peut ainsi décliner de plus de 65% après sa première année d'exploitation atteindre même 80 à 85% après seulement 3 ans de production, devenant alors très peu rentable pour son exploitant (Figure 21). Selon les professionnels du secteur, le rythme d'épuisement des gisements est très élevé avec des baisses annuelles de la production qui peuvent dépasser 42%. Pour s'assurer des résultats stables, les exploitants du bassin d'Eagle Ford aux États-Unis, par exemple, sont obligés de forer « presque mille puits supplémentaires chaque année ; soit une dépense de 10 à 12 milliards de dollars par an pour compenser le déclin de production dans un seul bassin de production »⁽⁷²⁾. En effet, la production d'un drain décroît assez vite les premières années et plus lentement ensuite ; la durée totale d'exploitation étant en moyenne d'une quinzaine d'années.

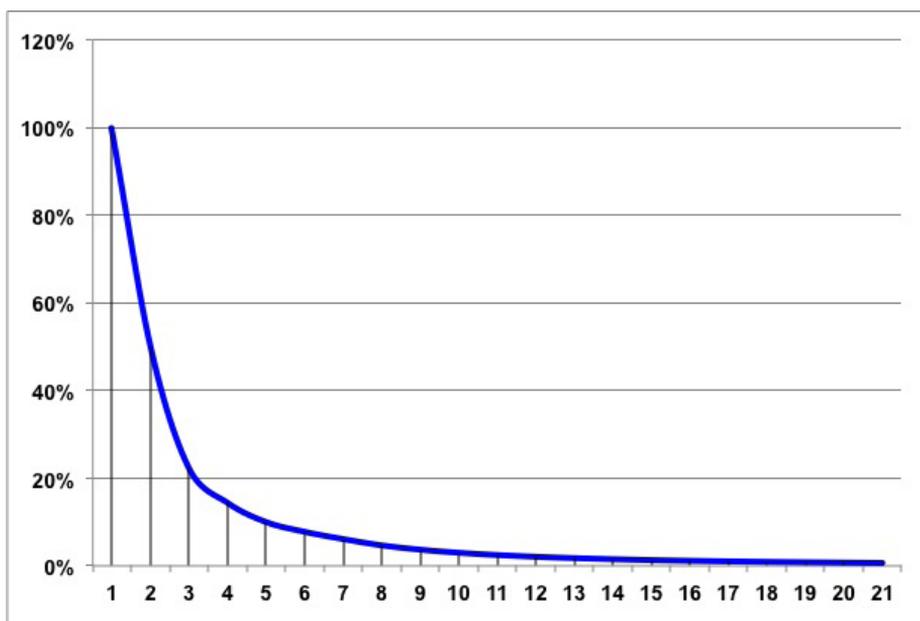


Figure 21 : Profil de production type d'un puits horizontal de «tight gas» ou de shale gas⁽⁷³⁾ L'ordonnée est graduée en % de la production de la première année d'exploitation, et l'axe horizontal porte les années d'exploitation.

Pour maintenir un niveau de production élevé, il faut donc sans cesse creuser de nouveaux puits en allant chercher du gaz à travers toute la surface couverte par chaque réservoir géologique, ce qui implique une occupation au sol importante aux conséquences diverses tant sur l'environnement que sur les populations environnantes (voir chapitre 4).

3.1.4. Coûts de forage

Le coût de forage d'un puits varie en fonction de la profondeur à laquelle la roche mère est accessible et de la nature géologique des roches qu'il faut forer. Un forage vertical coûte de l'ordre de 300 000 à 1 million € alors qu'aux États-Unis, un forage horizontal coûte entre 4 et 8 millions €. Ces coûts se décomposent en 32 % pour la plateforme de forage, 8 à 12% pour l'acquisition des tubes et coffrages et 50 à 56 % pour la fracturation hydraulique⁽⁷⁴⁾. Les coûts sont minimisés en cas de concentration géographiques des forages du fait d'une utilisation optimale des outils de forage et de fracturation.

Ils peuvent être cependant largement dépassés lorsque la géologie l'impose, comme en Europe où les géologies contenant le gaz de schiste sont en moyenne 50% plus profondément enfouies qu'aux États-Unis⁽⁷⁵⁾. Dans le cas de la Pologne où une soixantaine de puits exploratoires ont été forés et où une douzaine de fracturations hydrauliques ont été effectuées, ce ne sont pas moins de 30 à 35 millions de dollars qui sont nécessaires pour chaque puits de recherche⁽⁷⁶⁾.

3.1.5. Rendement énergétique sur investissement REI

La production de gaz de schiste est énergivore, c'est-à-dire qu'elle nécessite beaucoup d'énergie pour son extraction ; ce qui rend cette ressource peu attrayante sur le plan économique. Le « rendement énergétique sur investissement » (REI) permet d'évaluer les coûts en énergie du processus de production (et/ou d'exploration, de distribution, etc.) de combustibles fossiles ou autres sources d'énergie. Le REI est le ratio de l'énergie produite au regard de l'énergie consommée pour cette production. Plus ce ratio est faible, plus le coût énergétique d'un processus de production est élevé. Dans les années 1930, pour produire 100 unités de pétrole on en consommait une, le REI était de 100 : 1. Dans les années 1970 ce rapport était tombé à 25 :1. En 2005 pour le gaz naturel (conventionnel) le REI était de 18 :1. Mais pour les hydrocarbures de roche mère le REI s'effondre de 4 à 2 :1. Le coût énergétique de la production frôle alors la valeur énergétique produite et joue avec le seuil de rentabilité économique, estimé à un REI de 3 :1. Des rendements énergétiques aussi faibles ont de lourdes conséquences socio-économiques dans la mesure où ils pèsent sur la demande énergétique. Comme le dit Harvey Mead, ancien commissaire au développement durable québécois, « *Nous nous rapprochons d'un avenir où « les énergies fossiles seront exploitées plus ou moins à perte, sur le plan énergétique »*⁽⁷⁷⁾.

3.1.6. Le coût d'approvisionnement en eau

Aux États-Unis, dans les états où les ressources hydriques se font rares, l'approvisionnement en eau peut coûter jusqu'à 85 000 dollars (160 000 Dinar Tunisien) par an aux entreprises pétrolières; ce qui représente un coût supplémentaire (3% à 4% du coût global de forage d'un puits) qui diminue le rendement d'exploitation du gaz. De plus, il existe toujours le

risque que les autorisations de prélèvement d'eau ne soient pas données par les autorités compétentes. En Pennsylvanie, où se trouve le gisement de Marcellus, l'un des plus vastes des États-Unis, la Susquehanna River Basin Commission a suspendu, le 16 juillet 2012, les permis de prélèvement d'eau dans les rivières, ce qui a affecté directement plus de soixante sociétés de forage⁽⁷⁸⁾.

En cas de restriction ou de sécheresse, la concurrence pour l'accès à l'eau est rude entre les sociétés de forage et les agriculteurs qui se trouvent financièrement défavorisés face à des multinationales, seules capables de s'adapter à une forte grimpe des prix.

On observe ainsi dans de nombreux états américains de fortes sécheresses touchant durement le secteur agricole, particulièrement dans les zones où les industries du gaz de schiste se développent. Face à la prodigieuse montée des prix de l'eau, en partie causée par la spéculation des opérateurs de gaz et de pétrole, de nombreux agriculteurs dans ces états ont ainsi été contraints d'abandonner une partie de leurs récoltes à la sécheresse. Ainsi quand les prix annuels de l'eau par mètre cube (m³) de situe en moyenne entre 7 et 80\$ par millier de m³, les opérateurs payent à certaines villes entre 1 000 et 2 300 \$ pour la même quantité d'eau. Certains agriculteurs préfèrent d'ailleurs faire commerce de leurs réserves en eau en la revendant aux sociétés au prix fort plutôt que de continuer à exploiter leurs terres, au risque de commencer à assécher certains aquifères⁽⁷⁹⁾.

3.2. Bulle spéculative

Comme l'a démontré l'analyste indépendant et spécialiste des ressources gazières, Arthur Berman, lors de la 10^{ème} conférence de l'ASPO⁽⁸⁰⁾ fin mai 2012, les taux de déclin des champs gaziers sont excessivement rapides, ce qui implique d'en forer de plus en plus pour maintenir la croissance de la production tout en compensant le déclin des précédents forages. Ceci mobilise des investissements croissants pour enrayer la décroissance fatale de la ressource. Aux États-Unis, où la croissance de la production a été de l'ordre de 50 % par an depuis 5 ans, « *la production future sera donc très sensible au comportement d'investissement à très court terme des industriels, comportement qui peut évoluer très vite en fonction de la conjoncture énergétique et financière* » estime l'économiste Benjamin Dessus. Economiquement il est donc vital pour les compagnies exploitantes de dissimuler les mauvaises nouvelles aux investisseurs afin d'éviter la faillite. Or, compte tenu de l'hétérogénéité des réservoirs non-conventionnels (voir précédemment), ces mauvaises nouvelles sont fréquentes, rendant les investissements dans le secteur particulièrement périlleux. Pour exemple, la compagnie Chesapeake, premier producteur de gaz de schiste aux États-Unis jusqu'à 2012, commercialise sa future production gazière contre paiement immédiat en ayant recours à un système de bons (« *volumetric production payments* »). De plus, au lieu de marquer le gaz déjà vendu par ce procédé en dette, la compagnie gonfle artificiellement sa production en la signalant comme stock dans ses bilans comptables (analyse de la Société d'investissement Argus). En d'autres termes, les compagnies du secteur revendiquent dans leurs portefeuilles d'actifs toutes les réserves, mêmes celles encore non exploitées et dont la productivité et rentabilité restent à prouver. Le secteur du gaz étant historiquement un secteur lucratif, de nombreux investisseurs ont accepté de jouer le jeu, offrant ainsi aux acteurs du secteur la manne nécessaire pour lancer cette industrie à ses débuts. C'est d'ailleurs ce qui a valu au désormais ancien PDG de Chesapeake d'avouer que « spéculer était plus rentable que forer »⁽⁸¹⁾

1.3.1. Une chaîne de Ponzi

Le 25 juin 2011, le *New York Times* publie le résultat d'une enquête sur la communication des mails en interne dans le secteur de l'énergie aux États-Unis⁽⁸²⁾. L'article révèle que l'industrie du gaz de schiste repose sur des évaluations reconnues comme fausses concernant notamment la surestimation des réserves. De plus, la même enquête cite le très sérieux cabinet IHS Drilling Data, expert en énergie, qui affirme que « les grandes zones d'extraction des gaz de schiste ne sont qu'une énorme chaîne de Ponzi et que le modèle économique ne marche tout simplement pas »⁽⁸³⁾. Certains puits sont très productifs mais ils peuvent être entourés de puits où la vente du gaz extrait compense à peine le coût des opérations (voir chapitre 3.3, volatilité des marchés). Certaines compagnies revendent les puits à faible rendement à d'autres compagnies, plus petites, qui doivent s'endetter pour payer les royalties des brevets de la technique de fracturation hydraulique et le matériel de forage profond. La plupart d'entre elles ne font pas de bénéfices et, pour éviter la faillite, se voient obligées de revendre leur concession à d'autres compagnies.

1.3.2. Les racines de la crise

Une analyste financière, Deborah Rogers, rappelle que les marchés financiers sont intimement liés aux grandes sociétés multinationales. Dans un rapport⁽⁸⁴⁾, publié en 2013, elle explique comment, en 2008, des analystes de Wall Street ont vanté la solvabilité des entreprises exploitant le gaz de schiste, entraînant une frénésie chez les investisseurs. La spéculation a induit une augmentation spectaculaire du prix du gaz. De plus, les opérateurs et les investisseurs ont commencé à se référer à ces prix, artificiellement élevés, comme s'ils étaient la nouvelle norme. A partir d'une hypothèse erronée, les prix ne baisseraient pas, les décisions de forage ont été prises.

3.3. La volatilité des marchés

A partir de 2010, des grands groupes ont investi des milliards de dollars dans la filière des hydrocarbures non conventionnels, provoquant ainsi une envolée de la production. Cependant, avec leur capacité d'investissement, ces groupes ont rapidement noyé le marché. Cet effondrement a entraîné des pertes financières très importantes. Alors qu'il atteint en 2008 un pic à plus de 13 \$ par million de British Thermal Unit (MBTU), le prix du gaz américain est tombé sous les 2 \$ par million de BTU en avril 2012 (Figure 22), passant largement sous son seuil de rentabilité (généralement entendu entre 6 \$ et 8 \$ par MBTU); C'est ce qui a poussé Rex Tillerson, PDG d'ExxonMobil, à avouer, en juin 2012, qu'ils étaient « en train d'y perdre leur chemise »⁽⁸⁵⁾.

Malgré la surproduction de gaz générant cette chute vertigineuse des prix, et malgré la non-rentabilité du secteur, les activités n'ont pourtant pas cessé. Chaque détenteur de licence d'exploitation risque en effet de perdre cette licence si elle n'est pas exploitée après une période définie en début de projet. Pour conserver leur droit d'exploitation, et continuer à revendiquer le potentiel bien incertain de ces licences dans leurs actifs, rassurer leurs investisseurs et en convaincre de nouveaux, les opérateurs se retrouvent ainsi dans l'obligation de forer, quitte à parfois (souvent ?) le faire à perte.

Cette surproduction mêlée à une spéculation agressive choisit déjà ses premières victimes. Ainsi les terrains achetés aux États-Unis entre 2009 et 2012 pour extraire du gaz de schiste ont déjà vu une partie importante de leur valeur baisser. En 2013, le nombre de transactions sur les gaz et huile de schiste a chuté de 52%. Ces ressources sont sorties du top 5 des valeurs les plus prisées dans le pays. Cette chute pourrait durer des années et être amplifiée par le prodigieux déclin des prix du pétrole sur le marché international ; le prix de l'énergie nord-américaine tombée à son niveau le plus bas depuis 2004, n'aidant pas. Moins de dix ans après le début des forages des sous-sols américains, les compagnies ne peuvent désormais plus compter sur leurs actifs, dont les cours ont chuté, pour réinvestir.

Le groupe TOTAL, investisseur au Texas, a réduit ses investissements et reconnaît enregistrer une «*perte sérieuse*». Leurs études de rentabilité avaient été faites sur un prix du gaz naturel à plus de 6 dollars le million de BTU (0,026 m³) mais qui, depuis, a chuté de moitié. Le groupe Royal Dutch Shell a également reconnu les limites de ce marché en réduisant durant deux années consécutives de 2 milliards de dollars la valeur de ses actifs américains.

Par ailleurs, si les productions de gaz et de pétrole aux États-Unis ont connu un incroyable boom - respectivement de 33% et de 52% entre 2005 et 2013, entraînant une forte baisse des prix du gaz dans le pays, celle-ci n'a pas profité aux citoyens américains. Les prix de l'électricité résidentielle ont graduellement augmenté ces dernières années. « *Le gaz ne représente que 27% du mix électrique, et le prix de l'électricité dépend de bien d'autres facteurs : taxes, coût du réseau, etc.* », explique Thomas Spencer, coordinateur de l'étude menée par l'IDDR⁽⁸⁶⁾. Le gaz ne représente en outre que 13% de la consommation des particuliers. Cette baisse du prix du gaz n'a en réalité profité qu'aux industries très consommatrices de cette énergie mais ces secteurs ne représentent que 1,2% du PIB américain⁽⁸⁷⁾.

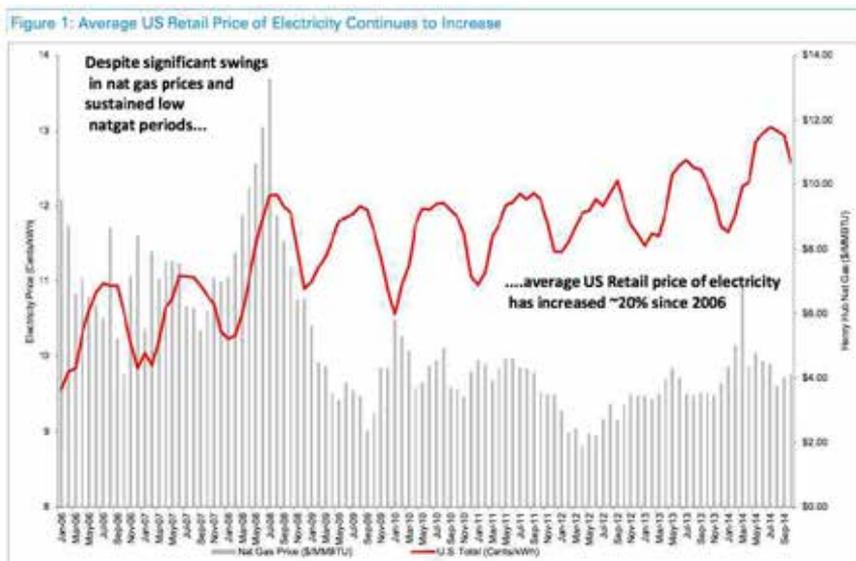


Figure 22 : Comparaison entre le prix du gaz produit aux Etats-Unis (barres grises verticales) et l'évolution du prix de l'électricité payée par les consommateurs américains (courbe rouge). Source : Deutsche Bank⁽⁸⁸⁾

3.4. Impacts socio-économiques

Le gaz de schiste est présenté comme une nouvelle opportunité de développement économique pour les pays concernés. La compréhension des incidences socio-économiques de l'industrie du gaz de schiste n'est généralement possible que dans les zones où l'exploration et la délimitation de la ressource ont été amorcées. Or, aujourd'hui, seuls les États-Unis en produisent en quantités commerciales. Il est donc impossible pour quiconque, industriels compris, d'évoquer avec certitude les bénéfices que pourraient apporter cette industrie dans d'autres régions du monde. Les doutes autour de ce développement économique sont d'autant plus pertinents qu'un tel essor industriel doit être accompagné et souvent contrebalancé par d'autres questions concernant :

- La dépréciation de la valeur foncière des terres, notamment agricoles ;
- L'impact sur la macro-économie locale (production agricole) ; sur la croissance, sur le pouvoir d'achat ;
- L'impact sur l'économie du tourisme ;
- Le ratio rente et pressions sur les investissements publics : aménagement et entretien des routes, infrastructures sociales et de santé... ;
- L'impact sur le coût de la santé publique ;
- Les compétences et opportunités d'emplois pour les locaux.

La dépréciation de la valeur foncière des terres peut chuter de telle façon que les banques refusent de renouveler les prêts immobiliers ou d'octroyer tout autre type de prêt⁽⁸⁹⁾ ; ce qui rend d'autant plus ardue la vente des terres qui ont été louées aux opérateurs. Les propriétaires des terres sur lesquelles passent des pipelines, pour l'entreposage des déchets ou des stations de distribution, sont lésés sur le montant des royalties qu'ils perçoivent. Les compagnies d'assurance ne couvrent pas les puits contaminés, ne prévoient pas de compensation en cas d'accidents et peuvent refuser à signer des contrats d'assurance pour les biens loués aux compagnies⁽⁹⁰⁾.

Par ailleurs, si la stabilité économique de l'industrie du gaz de schiste s'est révélée insaisissable, la dégradation de l'environnement générée et les coûts annexes sont bien réels. Les externalités de l'industrie des hydrocarbures non conventionnels peuvent être chiffrées. La détérioration des routes et des ponts, due à l'intense trafic des camions et des engins, occasionnent des frais de réparation très importants qui sont loin d'être compensés par les taxes que payent les compagnies aux autorités. Depuis le début des activités d'exploitation, la Pennsylvanie et l'Arkansas ont perçu, respectivement, 3,6 milliards et 182 millions de dollars de taxes de la part des industriels mais les frais de réparation de leurs routes s'élevaient, respectivement, à 4 milliards et 450 millions. Au Texas, les dommages infligés au réseau routier sont de l'ordre de 2 milliards de dollars⁽⁹¹⁾. Ces coûts ne seront pas assumés par les entreprises qui les ont engendrés mais par les contribuables⁽⁹²⁾.

Dans certaines régions où l'industrie du gaz de schiste est fortement implanté (en Pennsylvanie tout particulièrement), le secteur hospitalier impute par ailleurs une partie de ses pertes à l'afflux de travailleurs du secteur ne disposant pas de couverture sociale ; leur employeurs, sous-traitants des compagnies gazières, ne payant pas leur cotisation⁽⁹³⁾. Les coûts de santé publique générés par la pollution de l'air par l'oxyde d'azote (NOx) et les composés organiques volatils, tous deux précurseurs de l'ozone, ont été estimés en 2011

pour la Pennsylvanie à 32 millions de dollars, et en 2012 à 33,5 millions de dollars pour l'Arkansas. De plus, les pertes infligées aux récoltes agricoles dans les zones d'extraction de gaz de schiste ont été évaluées à 26 millions de dollars pour les trois bassins de Barnett, Fayetteville et Marcellus⁽⁹⁴⁾.

En réalité, là où le volume de la ressource en gaz de schiste est important, les questions socio-économiques demandent plus d'études et des plans d'adaptation⁽⁹⁵⁾. En outre, très souvent la question de la qualité de la vie, qui elle-même est liée à la santé, n'est pas posée alors qu'elle devrait être au cœur des débats (voir chapitre 4).

3.4.1. Employabilité

Un organisme spécialisé dans la prédiction économique, IHS Global Insight, rapporte que le développement du gaz de schiste aux États-Unis a contribué à la création en 2010 de 600 000 emplois directs, indirects et induits, alors que 1,6 millions d'emplois seraient attendus d'ici 2035. Toujours selon IHS Global Insight, 33 milliards de dollars ont été investis en 2010. Ces investissements sont sans aucun doute à l'origine des nombreux emplois déjà créés. Cependant, ce secteur d'activité représente globalement un faible pourcentage de la population active comme c'est le cas en Pennsylvanie, l'un des états où l'industrie du gaz de schiste est très développée, les emplois liés à ce secteur représentent environ 4% du nombre total d'emplois pour l'État⁽⁹⁶⁾. D'autre part, le salaire horaire moyen dans ce secteur est supérieur à celui de nombreux autres secteurs, la différence pouvant aller jusqu'à 10 dollars. Cet argent est, en dernière analyse, source de revenus pour l'administration fiscale américaine au niveau fédéral, mais surtout au niveau local⁽⁹⁷⁾.

Une étude américaine indépendante de 2013 prouve cependant le contraire. Les auteurs ont étendu leur recherche sur six états qui couvrent la Marcellus Shale et l'Utica Shale, deux gisements très importants aux États-Unis. Leur conclusion est édifiante : ils démontrent le faible impact des emplois dans l'industrie des hydrocarbures non conventionnelles sur le nombre total d'emplois, et donc sur la croissance économique, de chacun des états étudiés (figure 23) ; les auteurs expliquant ce résultat ainsi : le nombre d'emplois créés par cette industrie a un impact négatif sur l'emploi dans d'autres secteurs comme le tourisme ou l'agriculture. Les auteurs ont cherché à connaître les raisons du fossé entre les chiffres annoncés par les compagnies qui exploitent les hydrocarbures non conventionnelles et les conclusions de leur étude. Ils ont révélé que celles-ci gonflaient les chiffres en assimilant les nouvelles embauches à des créations de postes et qu'ils attribuaient de façon trompeuse à leurs activités tous les emplois indirects : le nombre d'emplois dans différents secteurs et activités (autoroutes, construction de ponts, stations d'épuration...) dont bénéficient les industriels ont été additionnés d'office !

En 2012, du fait de la baisse du prix du gaz aux États-Unis, le nombre de forages a baissé d'environ 25% entraînant une diminution du nombre d'emplois⁽⁹⁸⁾. Ce constat soulève la question de la stabilité et la pérennité de l'employabilité dans l'industrie des hydrocarbures non conventionnels. Des chercheurs ont constaté qu'à long terme, les communautés où l'extraction des ressources naturelles représente une partie importante de l'économie sont plus pauvres que les économies qui en sont moins dépendantes⁽⁹⁹⁾.

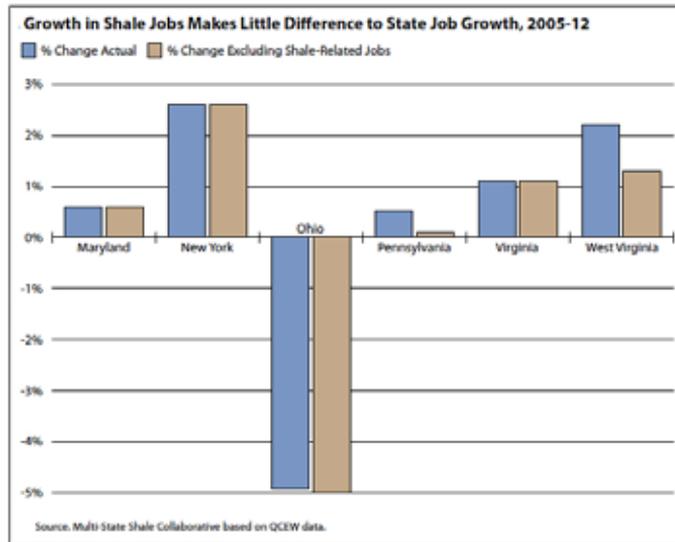


Figure 23: Comparaison entre la croissance actuelle et celle sans comptabiliser les emplois relatifs à l'industrie des hydrocarbures non conventionnelles dans 6 états des États-Unis entre 2005 et 2012. (Source : voir note 100)

Une autre étude⁽¹⁰¹⁾, réalisée par *Food and Water Watch*, rappelle comment une méthodologie erronée peut outrageusement exagérer les estimations d'emplois. Ainsi, une projection d'emplois de la *Public Policy Institute of New York State* prévoyait 62 620 emplois à l'horizon 2018 si 500 puits de gaz de schiste étaient forcés chaque année dans cinq comtés de l'état de New York. *Food and Water Watch* examine de près leurs méthodes de calculs qui s'avèrent inexactes. La correction apportée fait tomber le chiffre à 6 656 emplois !

A partir des projections de production de l'agence américaine de l'énergie (EIA), et en extrapolant ces tendances, l'IDDRI⁽¹⁰²⁾ a calculé qu'au final, l'impact global sur le PIB américain serait limité à 0,84 point de croissance entre 2012 et 2035, soit moins de 0,04 % de croissance supplémentaire par an, sur vingt-trois ans.

Sachant que les États-Unis dénombrent 500 000 puits, qui ont créé 600 000 emplois, une simple règle de trois donne le chiffre de 1,2 emploi par puits. Seule la course éperdue, qui a conduit à forer des centaines de milliers de puits aux États-Unis en huit ans, a permis de renouveler ces emplois.

3.4.2. Quelle employabilité pour la Tunisie ?

En 2009, selon l'Institut national de la Statistique (INS), le secteur énergétique représentait environ 1% des emplois en Tunisie contre 18% en moyenne pour le secteur agricole. L'industrie des hydrocarbures non conventionnels risquant d'entrer en conflit avec l'agriculture, notamment du fait des énormes besoins en eau, les chiffres pourraient s'en trouver modifiés. De plus, dans l'industrie pétro gazière, les emplois les mieux rémunérés concernent le personnel qualifié et non pas les travailleurs locaux. Les autres emplois créés sont temporaires, le temps de rendre opérationnels les puits⁽¹⁰³⁾. Les multinationales

pétrolières et gazières n'achètent pas le matériel de forage aux entreprises locales⁽¹⁰⁴⁾.

Dans le tableau 11, quelques indicateurs de développement socio-économique sont présentés pour les gouvernorats de Kairouan, Kébili et Tataouine, concernés par des projets d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. Ces régions ont un lourd passif en matière de développement. Il a toujours existé en Tunisie, depuis l'indépendance, une volonté politique de renforcer la capitale et les régions du littoral au détriment des régions situées à l'intérieur et dans le sud du pays, créant d'importantes inégalités. D'ailleurs, la révolte sociale de 2011 a d'abord jailli de l'une de ces régions défavorisées (Sidi Bouzid).

En se limitant à l'interprétation des chiffres relatifs à l'emploi, nous constatons que le secteur de l'énergie et des mines emploie de 0,2 à 2,2 % de la population active contre 4,3 à 40,1% dans le secteur agricole. L'exploitation des énergies non conventionnelles pouvant avoir un impact négatif sur d'autres secteurs d'emplois, il semble déraisonnable de faire le choix de développer l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels alors que le secteur agricole peut résorber autant de chômeurs.

De plus, l'exploitation pétrolière et gazière n'a débuté en Tunisie qu'aux cours des années 60, notamment dans le sud du pays. Cette activité n'a généré qu'un faible profit sur le plan du développement socio-économique, ainsi qu'en témoignent les indicateurs présentés dans le tableau 11, comparativement au gouvernorat de Sousse.

Tableau 11: Indicateurs de développement socio-économiques des gouvernorats concernés par les projets d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels comparativement au gouvernorat de Sousse, dont le niveau global de développement se trouve parmi les meilleurs du pays (chiffres 2010-2012).

Indicateurs	Gouvernorats du sud		Gouvernorat de Kairouan	Gouvernorat de Sousse
	Kébili	Tataouine		
Superficie (Km ²)	2.2454	38.889	6.712	2.669
Nombre d'habitants	153.000	148.000	570.000	616.166
Densité (hab/Km ²)	67	3,8	85	230,8
Population active (%)	40,8	34,7	-	38
<i>Agriculture</i>	38	4,3	40,1	4
<i>Energie et mines</i>	0,3	2,2	0,2	-
Contribution agriculture à la production nationale (%)	(Dattes) 60	insignifiant	11	(Olives) 23
Chômage (%)	17,5	28,8	10,6	13
<u>Tourisme</u>				
Nombre d'établissements	30	8	11	129
<u>Industrie</u>				
Nombre d'industries manufacturières	322	269	132 (>10 employés)	521 (>10 employés)
<u>Santé</u>				
Nombre d'hôpitaux/cliniques	4	3	9	15
Nombre de médecins	102	77	314	1.056
<u>Culture</u>				
Nombre de bibliothèques	10	10	17	27
Nombre de théâtres/musées	1	0	3	9
Taux de pauvreté (%)	32,8	38,3	34	14,9
Analphabétisme (%)	-	20,8	32	13,3

Source : voir note 105

3.4.3. Le projet Shell dans le Kairouanais

Un rapport commandé par Royal Dutch Shell en 2013 à l'agence de conseil Oxford Economics⁽¹⁰⁶⁾ et rédigé par des économistes tunisiens, présente trois scénarii possibles selon le volume de production d'hydrocarbures non conventionnels (bas, moyen et haut). Les auteurs examinent l'impact de cette industrie sur le marché de l'emploi en Tunisie et prévoient, dans son scénario le plus optimiste, environ 730 000 emplois directs et indirects par an sur une période de 47 ans (Tableau 12). Cependant, ni les données sources (nombre de puits/an, nombre d'employés par puits, durée et nature des contrats (mi-temps ou plein temps) etc), ni même la méthode de calcul, ne sont présentées, remettant sérieusement en doute la méthodologie employée ou la pertinence des conclusions avancées. Une analyse réalisée par le cabinet Sia Conseil sur l'employabilité du secteur gaz de schiste en France a également été menée en 2012, avec les mêmes méthodes statistiques, vagues et aléatoires ! Celle-ci prévoit ainsi la création de pas moins de 100 000 emplois (directs et indirects) d'ici à 2020 si toutes les ressources en hydrocarbures non conventionnels sont exploitées⁽¹⁰⁷⁾. Cette analyse a depuis été largement contestée, en révélant des méthodes relevant de l'extrapolation, réalisée à l'aide de grossières règles de trois, à partir de données issues de l'activité américaine qui comprend jusqu'à plusieurs milliers de forages par an⁽¹⁰⁸⁾.

Sachant que Shell envisage de forer 742 puits d'ici à 2038⁽¹⁰⁹⁾ et que les niveaux d'emploi observés aux États-Unis sur la durée d'exploitation d'un puits sont de 13 personnes par puits sur les trois premières années, période de forage ; et de 0,18 personnes par puits sur les vingt années suivantes, période d'exploitation²⁵, les chiffres du rapport d'Oxford Economics semblent difficilement crédibles.

Tableau 12 : Estimation des emplois directs et indirects générés par le projet d'extraction de gaz et huiles de schiste du projet Shell en Tunisie. (Source : The economic impact of liquid rich shale and shale gas exploration in Tunisia, Oxford Economics 2013)

Indirect and Induced Contribution to Employment (Jobs)							
			Early exploration	Exploration well testing	Exploration and extended well testing	Development	Total
			Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 4	
			Years 1-2	Years 3-4	Years 5-7	Years 8-47	Years 1-47
Indirect Impact	Scenario 1	Total Impact	263	668	3,916	39,244	44,091
		Average Annual Impact	132	334	1,305	957	919
	Scenario 2	Total Impact	527	1,335	7,831	78,489	88,182
		Average Annual Impact	263	668	2,610	1,914	1,837
	Scenario 3	Total Impact	1,054	2,671	15,663	156,977	176,365
		Average Annual Impact	527	1,335	5,221	3,829	3,674
Induced Impact	Scenario 1	Total Impact	502	1,481	7,336	129,137	138,457
		Average Annual Impact	251	741	2,445	3,150	2,885
	Scenario 2	Total Impact	1,005	2,963	14,673	258,273	276,913
		Average Annual Impact	502	1,481	4,891	6,299	5,769
	Scenario 3	Total Impact	2,009	5,925	29,345	516,546	553,826
		Average Annual Impact	1,005	2,963	9,782	12,599	11,538

Source: Oxford Economics estimate

Compte tenu des nouvelles techniques nécessaires à l'extraction de ces hydrocarbures non conventionnels, c'est à une main d'œuvre qualifiée, et très certainement étrangère, que de grands opérateurs comme Royal Dutch Shell vont faire appel. Seulement une poignée d'emplois, la plupart du temps précaires et à faible qualification, reviendrait aux populations locales. Le nouveau Code d'investissement tunisien autorise, dans son article 11, toute entreprise étrangère, désirant s'installer en Tunisie, à importer de la main d'œuvre, au dépend de la création d'emplois au niveau national et local. Oxford Economics ne précise d'ailleurs pas la nationalité des personnes embauchées.

Les prévisions de l'Oxford Economics sont donc critiquables à bien des égards, d'autant qu'elles se révèlent n'être qu'un exercice strictement théorique qui ne prend en considération ni la situation géologique, ni le contexte politique et encore moins les contraintes environnementales du pays, notamment la capacité en approvisionnement en eau et les mesures qui pourraient être prises pour réduire son impact sur l'économie. Construire des hypothèses sur une telle logique, qui plus est basée uniquement sur l'expérience américaine, est, au mieux, une grave erreur de calcul et, au pire, une démarche préméditée et subjective qui vise à leurrer les décideurs !

3.5. La Tunisie est-elle « bancable » ?

Le secteur énergétique a toujours suscité l'intérêt des banques internationales, et notamment depuis l'annonce de la présence de ressources en hydrocarbures non conventionnels dans le sous-sol tunisien. Ainsi, la Banque européenne d'investissement (BEI) vient-elle d'accorder à l'ETAP un prêt de 150 millions d'euros destiné à financer le développement du champ gazier Nawara situé dans le Sud du pays⁽¹¹⁰⁾. La Banque Européenne de Reconstruction et de Développement a également accordé un prêt de 60 millions de dollars à la société polonaise Serinus pour soutenir son projet d'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels dans le gouvernorat de Kébili⁽¹¹¹⁾. La Banque africaine de développement (BAD) publie en 2013 un rapport invitant tout pays africain qui serait séduit par l'expérience à la solliciter pour un soutien financier et technique⁽¹¹²⁾.

3.6. Avantages et coûts pour l'Etat Tunisien. L'exemple du contrat British Gas

La direction de l'ETAP, relayée par des officiels de l'Etat et par le syndicat national des travailleurs (UGTT)⁽¹¹³⁾, ont présenté le gaz de schiste comme une manne énergétique inespérée devant l'épuisement des ressources tunisiennes en gaz conventionnel. Cependant, les dernières décennies d'exploitation de gaz conventionnel en Tunisie sont loin d'avoir apporté cette richesse vantée par les officiels tunisiens. Les ressources nationales ne sont en effet pas nécessairement la propriété de l'état. Par exemple, avec le contrat établi entre l'ETAP et la compagnie British Gaz (BG), qui exploite les concessions Hasdrubal et Miskar, BG perçoit 50% des bénéfices de la première concession et 100% de la seconde. A elles deux, ces deux concessions fournissent environ 60% des besoins du pays en gaz naturel. Un contrat, de longue durée, est établi entre BG et la Société nationale d'Electricité et de Gaz (STEG), à laquelle elle revend sa production gazière au prix du marché international et en devises. Suite à l'élection des membres de l'Assemblée nationale constitutive (ANC), en octobre 2011, des dossiers « secrets » ont été ouverts révélant ce pillage scandaleux⁽¹¹⁴⁾. De

plus, selon le président de la Commission à l'énergie au sein de l'ANC, la compagnie anglaise gonfle ses charges et réduit ses recettes, réduisant ainsi le montant de la taxe de 10% sur les bénéfices réalisés, qu'elle doit payer à l'Etat tunisien⁽¹¹⁵⁾. Forte d'un nouvel article de loi sur la souveraineté du peuple sur les ressources naturelles (voir chapitre 5.3), la dite commission a examiné le cas BG et a dénoncé de nombreux autres dépassements, raison pour laquelle elle n'a pas accepté de renouveler le contrat à BG. L'affaire est toujours d'actualité !

Les critiques vis-à-vis des estimations de richesses engrangées par la production du gaz tunisien se trouvent par ailleurs renforcées par l'incapacité des officiels à donner avec exactitude les niveaux de réserves et de production. Ce manque de transparence profite en premier lieu au secteur pétro gazier, taxé par l'État sur la base de leurs bénéfices. Pas moins de 18 concessions pétrolières sont exploitées par des compagnies étrangères (Tableau 8) dont on ne sait rien de la production, de la formation géologique ciblée, de la date de mise en production, des réserves récupérables... Ce problème a été évoqué dans un rapport de la Cour des comptes, publié en 2013, qui révèle que 50% des concessions pétrolières en Tunisie ne disposent pas d'un index parallèle en état de marche, par le biais duquel l'ETAP pourrait contrôler la production⁽¹¹⁶⁾. Ce dépassement et les autres irrégularités sont également mentionnés dans un autre rapport de la Commission nationale d'investigations sur la corruption et les malversations (dite Commission Abdelfatteh Amor), soupçonnant certaines entreprises nationales et étrangères d'importances malversations. En 2014, la Tunisie s'est vue attribuer une note inférieure à la moyenne (49/100) pour la qualité de sa gouvernance dans le secteur pétrolier et gazier par l'organisation internationale Revenue Watch Institute.

Dans le projet actuel du gouvernement, le gaz de schiste demeurera un bien marchand et la Tunisie ne sera pas indépendante des entreprises gazières transnationales. Même dans un contexte de production à partir des gisements de gaz de schiste, les particuliers, l'industrie et le gouvernement devront continuer à s'approvisionner en gaz naturel auprès du secteur privé et payer le prix exigé par les producteurs et les distributeurs. Difficile alors de voir un véritable enrichissement des caisses de l'État et d'espérer une réduction de la dépendance énergétique tunisienne alors que l'État est contraint d'acheter le gaz extrait de son propre sous-sol. Par ailleurs, le faible rendement énergétique (REI) de l'exploitation du gaz de schiste démontre qu'il faudra plus d'énergie pour obtenir de l'énergie, ce qui pèsera d'autant plus sur la demande.

Le fonctionnement du secteur pétro gazier tunisien a donc de quoi laisser songeur avec la position dominante de BG qui porte atteinte à la sécurité énergétique et avec des quantités inconnues de gaz et de pétrole quittant le pays sans que celles-ci puissent être entièrement évaluées et sans que l'État puisse en percevoir une quelconque forme de rétribution. Dans ce contexte, difficile alors d'imaginer qu'un engagement précipité dans le développement du gaz de schiste puisse modifier quoique ce soit à cet état de fait tant que le secteur n'a pas été assaini.

3.7. Enjeux géopolitiques

Jusqu'à la récente chute des prix mondiaux du baril de pétrole, la découverte des gisements de gaz de schiste semble avoir fortement modifié la donne énergétique mondiale. Alors que les zones d'exploitation de gaz naturel sont concentrées sur quelques pays, dont la Russie, des gisements de gaz de schiste ont été trouvés dans de nombreuses régions du monde en Amérique du Nord, en Asie et en Europe. La Russie est le premier exportateur mondial

de gaz naturel et détient 20% des réserves. Une grande majorité des exportations russes de gaz concerne les pays européens (la Pologne en importe jusqu'à 70%). L'exploitation du gaz de schiste dans les pays européens qui possèdent des gisements permettrait ainsi de diminuer leur dépendance énergétique à l'égard de la Russie. Cette dernière serait donc sérieusement menacée par l'arrêt des importations européennes. Plus que des revenus, le gaz est également un instrument de pouvoir dont la Russie utilise pour faire pression sur ses voisins européens.

Par ailleurs, le développement de la production de gaz de schiste aux États-Unis menace également, de manière indirecte, la rente russe. Disposant de nouvelles ressources nationales, les États-Unis ont réduit leurs importations de gaz provenant du Moyen Orient et d'Afrique, conduisant ainsi à une baisse des prix du gaz et à une augmentation de ventes vers l'Europe et l'Asie. Cette situation a rendu possible la renégociation du prix du gaz, des quantités et des termes des contrats entre certains pays européens et la Russie. Mais ce n'est pas le seul impact du développement du gaz de schiste aux États-Unis où le gaz moins cher et abondant a favorisé le remplacement des centrales de production électrique au charbon par des centrales à gaz entraînant ainsi une baisse des prix du charbon. Cette baisse a profité aux pays européens qui ont remplacé leurs centrales à gaz par des centrales au charbon, réduisant d'autant plus leur dépendance au gaz russe. La Russie se tourne actuellement vers l'Asie, en particulier vers la Chine qui dispose elle-même de réserves très importantes en gaz de schiste, mais pas forcément de l'infrastructure et du savoir-faire.

Pour les États-Unis, la production d'hydrocarbures non conventionnels réduit leur dépendance aux hydrocarbures conventionnels et par conséquent aux régions qui les produisent (Moyen-Orient et Afrique). Cela pourrait alors les inciter à revoir leur très coûteuse politique militaire dans le Golfe. Cependant, les pays asiatiques, et notamment, la Chine profite actuellement de la sécurisation des approvisionnements énergétiques en provenance du Moyen-Orient. Si les États-Unis se désengagent, ces pays seraient incapables de déployer une force militaire suffisante pour sécuriser des routes maritimes stratégiques. Cette problématique pourrait alors représenter pour les États-Unis un fort argument de négociation diplomatique.

Si cette analyse tient lieu aujourd'hui, il demeure toutefois essentiel de garder à l'esprit la limite extrême à court-terme de ce « boom » des hydrocarbures non-conventionnels, ainsi que sa rentabilité toujours plus critiquée. Le déclin précoce de nombreux gisements d'hydrocarbures non-conventionnels aux États-Unis, les pertes financières de nombreux acteurs du secteur et la forte chute des prix mondiaux du pétrole obligent à revoir l'influence véritable de ces hydrocarbures « extrêmes ».

En Europe, les considérations environnementales limitent l'utilisation de la fracturation hydraulique et des gouvernements ont gelé ou interdit les permis d'exploration et d'exploitation. C'est en partie pour ces raisons que les compagnies pétro gazières cherchent notamment à investir dans les pays du Maghreb où les réglementations environnementales sont plus souples, voir inexistantes⁽¹¹⁷⁾.

3.8. La course aux brevets

Aujourd'hui, la majorité des brevets sur la fracturation hydraulique, dont les cocktails d'adjuvants chimiques, sont détenus par Halliburton et Schlumberger, deux compagnies

respectivement à capitaux américains et européens. Toute compagnie qui souhaite employer cette technique doit payer les royalties sur ces brevets. Pour s'affranchir de ce monopole, et aussi pour contrer les pressions des écologistes qui œuvrent à son interdiction, certaines compagnies se sont lancées dans la recherche et le développement de techniques alternatives à la fracturation hydraulique (voir chapitre 1, section 1.2.9). Cette nouvelle course aux brevets risque de modifier la compétitivité des compagnies et leurs rapports de force.

3.9. Conflits militaires et ressources naturelles

90% des conflits militaires dans le monde sont liés à la volonté d'un État de mettre la main ou de garder le contrôle sur les ressources naturelles d'un autre État. Cela a été, et reste, le cas pour l'Irak, l'Afghanistan et de nombreux pays africains. La manière douce est aussi employée lorsque les pays dominants œuvrent à mettre en place des gouvernements « obéissants » dans le pays dont ils convoitent les ressources.

4. Impacts de la fracturation hydraulique sur l'environnement et la santé humain

Bien que le gaz de schiste soit le même que le gaz compris des roches réservoirs (du méthane), c'est la technique utilisée pour son exploration et son exploitation qui pose problème. La fracturation hydraulique, seule technique actuellement utilisable, présente des risques très importants pour la santé et l'environnement. Un rapport commandé par le congrès des États-Unis auprès du Bureau de responsabilité gouvernementale⁽¹¹⁸⁾, une agence indépendante, révèle que la mesure des risques n'a pas encore été entièrement quantifiée, et que beaucoup de questions restent en suspens, en raison notamment du manque de données scientifiques. On sait que le principal risque de dommage pour l'environnement intervient dès la première fracturation, pendant la phase d'exploration.

4.1. Impacts sur une ressource vitale : l'eau

4.1.1 Aspect quantitatif

L'Office américain de l'énergie révèle qu'aux États-Unis, chaque puits forés dans la formation de schiste de Barnett, dans le bassin de Fort Worth (Texas), nécessite quelques 11 000 m³ d'eau douce lors de la fracturation hydraulique.

Sachant qu'un seul puits de gaz de schiste peut consommer en moyenne 15 000 m³, et beaucoup plus si le puits est constitué d'un forage multi drains, c'est au minimum 5 hectares de champs de blé qui ne seront pas irrigués. Selon les estimations de la FAO, cette même quantité d'eau correspond aux besoins de 100 nomades et 450 têtes de bétail pendant 3 ans, ou 100 familles rurales raccordées au réseau de distribution pendant 4 ans, ou 100 familles urbaines dans un quartier populaire pendant 2 ans

Cette eau est puisée dans les eaux de surface, les eaux souterraines ou le réseau d'approvisionnement des collectivités. Les eaux profondes sont rarement utilisées à cause de leur salinité. L'utilisation de telles quantités d'eau pourrait donc entraîner un conflit d'usage avec les autres secteurs (agriculture, usage domestique...) dans les régions qui disposent de faibles réserves en eau. D'ailleurs, dans certains états des États-Unis, l'eau manque déjà pour permettre la fracturation hydraulique et les entreprises de forage sont entrées en conflit avec les agriculteurs. Le prélèvement d'un important volume d'eau douce dans le milieu naturel, même sur une courte période, a des effets sur les écosystèmes aquatiques et humides, les puits d'eau potable, les systèmes d'irrigation agricole...

4.1.2. Risque d'infiltration du gaz et du liquide de fracking dans les nappes phréatiques

Bien que les industriels le nient, il existe bel et bien un risque que l'eau de fracturation se mélange à l'eau des nappes aquifères. Les secousses générées dans le sous-sol peuvent engendrer ou activer des failles ou des fissures telles que le fluide de fracturation migre vers des nappes d'eau souterraines ou remonter à la surface. Il faut noter que le phénomène de propagation des fissures est mal connu des géologues ; sans compter qu'ils avouent eux-mêmes que ce phénomène est difficile à prédire dans le temps. Par ailleurs, les risques de contamination des eaux varient considérablement d'un milieu à un autre et il est fortement recommandé de

prendre connaissance des caractéristiques des formations géologiques (profondeur, nature, composition, préexistence de fissures naturelles...) afin d'évaluer le risque avant de procéder aux fracturations. Une étude préliminaire de l'EPA a montré que la fracturation hydraulique peut contaminer directement les sources d'eau potable : 6% des puits sont défectueux en matière de protection des nappes aquifères. Mais le plus grand risque vient paradoxalement des activités précédant et suivant la phase de fracturation hydraulique *stricto sensu*. Différentes voies de contamination des aquifères sont ainsi identifiées (Tableau 13) :

	<i>Etape</i>	<i>Risque</i>	<i>Voie de contamination des aquifères</i>
<i>Avant</i>	Transport des produits chimiques par camion	Accident de la route	Déversement
	Stockage des produits chimiques sur site	Fuite des fûts	Infiltration
<i>Pendant</i>	Fracturation	Accident de forage, incendie, explosion de puits, reflux des fluides de fracking (flowback)	Infiltration
		Mauvaise estimation de la géologie du sous-sol	Fissuration des couches géologiques et migration de slickwater vers les aquifères profonds ou de surface
		Défauts de cimentation et de coffrage du puits	Fuite de gaz et de slickwater
<i>Après</i>	Gestion des eaux usées et des boues de forage	Fuite des bassins de rétention (membranes géotextiles défectueuses, débordement...)	Infiltration
	Stockage		
	Transport	Accident durant le transport des eaux usées	Déversement
	Elimination	Rejet volontaire dans la nature	Contamination du milieu
		Injection du flowback dans des puits de récupération	Fissuration des couches géologiques migration des fluides de fracking vers les aquifères profonds ou de surface
	Traitement	Stations d'épuration inefficaces	Rejet d'eaux polluées dans le milieu naturel (mer, rivières...)
	Abandon de puits	Corrosion des tubages et détérioration de cimentation	Mélange du méthane à l'eau

Tableau 13 : Identification des voies de contamination des aquifères lors des différentes étapes de l'exploration d'un puits de gaz de schiste, avant, pendant et après la fracturation. *Slickwater* = fluides de fracking

4.1.2.1 Du gaz dans l'eau ... du robinet

Le film documentaire « Gasland » réalisé par Josh Fox et qui a largement contribué à sensibiliser le grand public aux risques liés à cette industrie, révèle comment l'eau courante dans les maisons d'habitants vivant à proximité d'une zone de forage, peut, en raison de sa forte concentration en méthane, s'enflammer brutalement au contact d'une flamme (Figure 25).



Figure 25 : Explosion due à la présence de méthane dans l'eau de robinet⁽¹¹⁹⁾

En 2011, une étude réalisée par l'université de Pennsylvanie démontre que du méthane a été détecté dans 24% des sources d'eau analysées dans la région de Marcellus en Pennsylvanie⁽¹²⁰⁾. La même année, une autre étude menée par l'équipe de l'université Duke (Caroline du Nord, États-Unis) s'intéressait aux 60 puits d'eau potable des États de Pennsylvanie et de New York. Les résultats de cette étude ont montré que l'eau des 34 puits situés à une distance supérieure à 1 km d'un forage d'exploitation de gaz de schiste contenait en moyenne 1,1 mg de méthane par litre d'eau. Tandis que l'eau des puits situés à moins d'un kilomètre, en contenait en moyenne 19,2 mg/l et jusqu'à 64 mg/l pour le puits le plus proche. La signature isotopique du carbone et de l'hydrogène (¹³C et deutérium) confirme l'origine indéniable du gaz comme provenant de l'exploitation de gaz de schiste et non pas de la décomposition organique du sol, comme le soutiennent certains industriels⁽¹²¹⁾. En 2013, la même équipe de chercheurs a analysé l'eau de 141 puits privés. Du méthane, de l'éthane et du propane ont été détectés dans 82% des cas. Les valeurs de méthane de l'eau de robinet des maisons situées à moins d'1 Km du site d'exploitation étaient 6 fois plus élevées que celles des maisons plus éloignées, avec des taux avoisinant 28 mg/l (soit le seuil d'«*action immédiate*», selon la réglementation en vigueur). L'eau la plus contaminée contenait près de 70 mg/l de méthane⁽¹²²⁾. La contamination de l'eau par le gaz est due à des défauts d'étanchéité des tubages ou de la cimentation de l'espace annulaire entre la roche et les tubages (figure 26). En 2010, l'Etat de Pennsylvanie a relevé 90 cas de violations de la loi pour coffrage et cimentation défectueux sur 64 puits de gaz de schiste et 119 cas de violations similaires en 2011⁽¹²³⁾.

Outre les défauts d'étanchéité des tubages ou des coffrages, ce sont les fractures elles mêmes provoquées dans les roches de sous-sol, qui peuvent transporter les fluides de fracturation au travers des formations géologiques jusqu'aux nappes phréatiques. L'impact de la migration des gaz et des fluides à partir de puits de pétrole et de gaz abandonnés est une problématique qui n'a pas encore été correctement étudiée. L'obtention de données géophysiques et géochimiques précises permettra le développement de méthodes prédictives fiables quant au devenir des fluides dans le sous-sol.

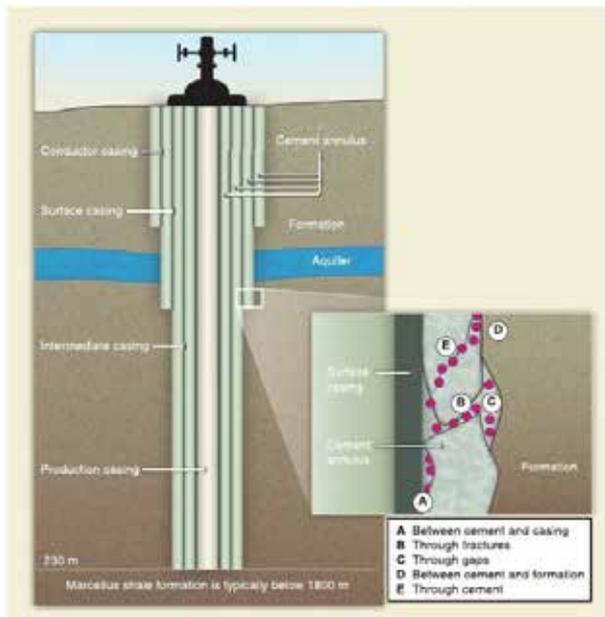


Figure 26 : Construction d'un puits typique du gisement de Marcellus (Pennsylvanie) avec ses différents coffrages (casing) cimentés. L'insert (A à E) montre les différents défauts potentiels qui pourraient expliquer la migration du gaz à travers le coffrage.

4.1.2.2 Des substances toxiques dans les puits, les sources d'eau et les rivières

En mars 2009, l'EPA entamait pour la première fois une enquête sur la qualité de l'eau, dans le village de Pavilion, Wyoming, où l'extraction du gaz de schiste était en cours depuis 5 ans. Les conclusions de l'enquête ont confirmé que l'eau de 11 des 17 puits des résidents contenait entre autres du 2-butoxyéthanol (hautement cancérigène), de l'arsenic, du cuivre et d'autres métaux. Depuis le 31 août 2010, les résidents de Pavilion, à proximité de la formation de Barnett Shale, ont interdiction de boire l'eau de leurs puits ou d'utiliser leur ventilation (risques d'explosion !). Ce constat n'est pas un cas isolé, ni dans le temps ni dans l'espace. Au Texas, des niveaux élevés d'arsenic, de sélénium et de baryum ont été trouvés dans 99 des 100 puits d'eau privés analysés. Fin 2014, l'incendie d'un puits de forages en Ohio a fait exploser les camions du site contenant près de 100 000 litres de produits chimiques destinés au fracking. Les analyses chimiques du cours d'eau avoisinant ont montré la présence de plusieurs composés hautement toxiques dont du benzène, du toluène, du xylène et des phtalates⁽¹²⁴⁾. Dans 20% des puits, les taux d'arsenic étaient largement supérieurs à la limite autorisée (10µg/L)⁽¹²⁵⁾. Début 2015, les déversements de milliers de litres d'hydrocarbures et de fluide de fracturation ont été constatés dans le Montana⁽¹²⁶⁾ et dans le Dakota du nord⁽¹²⁷⁾.

4.1.2.3 Salinisation des nappes phréatiques

Les acides contenus dans le liquide de fracturation dissolvent les minéraux des roches. Lors cette réaction, des sels se forment et se rajoutent aux sels présents à l'état naturel. Les eaux récupérées post-fracturation ont des salinités très élevées, jusqu'à 5 fois la salinité de l'eau de mer, qui peuvent nuire aux sols, aux réserves d'eau douce environnantes et au système de traitement de ces eaux usées⁽¹²⁸⁾.

4.1.2.4 Des éléments radioactifs et des métaux lourds dans les liquides résiduels de fracturation

Les nappes phréatiques et le sous-sol sont mal connus à de grandes profondeurs (>3 km). Les roches mères sont particulièrement riches en métaux lourds (arsenic, plomb, mercure...) et parfois même en éléments radioactifs (radium, thorium, uranium). Ces composés, naturellement contenus dans les schistes, peuvent ainsi être libérés à partir de la roche mère lors des fracturations successives (notamment à cause de la dissolution des roches par les acides injectés) et se retrouver dans les liquides résiduels de l'exploitation du gaz de schiste.

Dans le bassin de Ghadames (voir chapitre 2, Tableau 9), la formation Tannezuft du réservoir Silurien est décrite comme « *hot shale* » : des schistes contenant des éléments radioactifs, notamment de l'uranium.

Le *New York Times* a mené une enquête à partir de 30 000 pages de documents confidentiels provenant de l'EPA, et de différentes sources internes à l'industrie, qu'il s'est procuré⁽¹²⁹⁾. Il a pu ainsi recenser la radioactivité présente dans 149 des quelques 200 puits forés dans l'État de Pennsylvanie et recense 42 puits dont l'eau rejetée dépasse la norme autorisée pour l'eau potable en radium (Figure 27), 4 dans le cas de l'uranium, 128 les dépassent pour le « *gross alpha* » (des radiations causées par les émissions d'uranium et de radium).

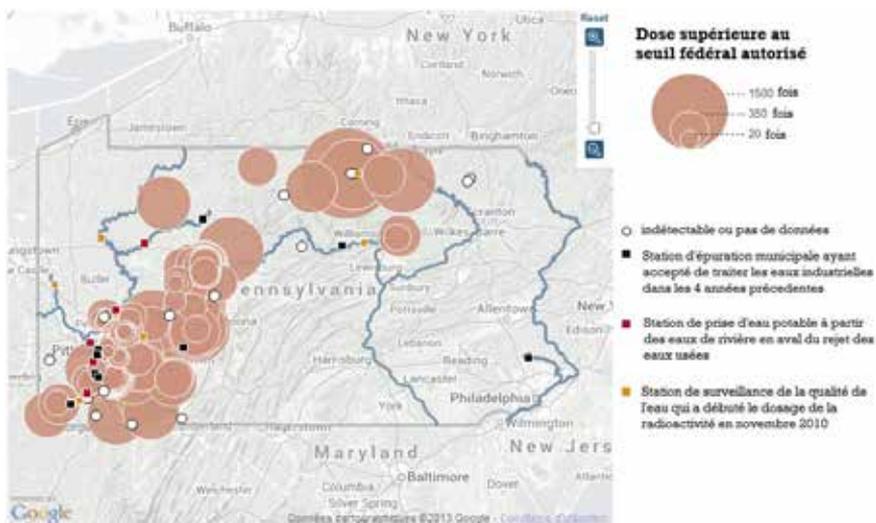


Figure 27 : Cartographie des particules radioactives dans les eaux résiduelles de fracturation des puits de gaz de schiste dans l'État de Pennsylvanie (États-Unis).

4.1.3. Sol, rendement agricole et fracturation hydraulique

Les volumes d'eau utilisés pour la fracturation hydraulique sont soustraits à d'autres usages et notamment à l'irrigation, affectant ainsi le rendement agricole. Sachant qu'un seul puits de gaz de schiste peut consommer en moyenne 20 000 m³, voir beaucoup plus si le puits est constitué d'un forage multi drains, c'est au minimum 5 hectares de champs de blé qui ne seront pas irrigués.

L'acidité du sol augmente à proximité des sites d'exploitation de pétrole et de gaz de schiste à cause des pluies acides générées entre autres par le torchage (brûlage). Cette acidification réduit la quantité de sels minéraux, entravant la croissance des plantes. De plus les sols, notamment en cas de déversements ou de fuites accidentels, reçoivent des métaux lourds, des éléments radioactifs et d'autres composés toxiques. Ces éléments, lorsqu'ils sont absorbés par les végétaux peuvent s'y accumuler et être transférés aux consommateurs, humains et animaux⁽¹³⁰⁾. Il existe des témoignages d'agriculteurs qui ont vu leurs sols stérilisés après un déversement d'eau issue de la fracturation.

L'ozone, présent aux abords des sites d'exploitation, rabougrit les plantes, amoindrit la qualité des récoltes et abaisse leur rendement jusqu'à 30%⁽¹³¹⁾. En Ohio, il a réduit le rendement des cultures de soja. D'autres cultures y sont sensibles comme les épinards, les tomates, les haricots, la luzerne et d'autres fourrages. L'ozone endommage les plantes en inhibant la photosynthèse et le développement des racines⁽¹³²⁾. Ce gaz est nocif pour le bétail qui peut en concentrer dans sa chair et dans le lait. De manière générale, les animaux d'élevage des fermes aux abords des sites d'exploitation subissent les effets toxiques des produits chimiques utilisés pour la fracturation qui se retrouvent dans l'air, dans l'eau, dans le sol et dans leur nourriture. La vétérinaire, Michelle Bamberger et Robert E. Oswald, de l'Université de Cornell, ont produit une enquête scientifique sur la "mort du bétail liée aux liquides de fracturation hydraulique". Leur étude porte sur 24 fermes à proximité de forages gaziers dans six états des États-Unis⁽¹³³⁾. Les chercheurs ont constaté des problèmes gastro-intestinaux neurologiques et de reproduction, des accouplements infructueux et des animaux mort-nés présentant souvent des déformations congénitales. En Pennsylvanie, sur les 140 bovins exposés aux eaux usées provenant de la fracturation, environ 70 vaches sont mortes ; le reste a produit onze veaux, dont trois seulement ont survécu. Dans ce même État, dans les comtés comprenant plus de 150 puits de gaz de schiste, le nombre de vaches laitières a accusé un déclin de 16% contre 3% dans les comtés sans puits. En Louisiane, 17 vaches sont mortes après avoir été exposées à des fuites d'eaux usées de fracturation mélangées aux sources d'eau douce (figure 28).



Figure 28 : Sur le site de Chesapeake Energy Corp. (Louisiane), empoisonnement mortel de 19 bovins, par du liquide de fracturation en 2011.

Il n'existe, à ce jour, aucune autre étude sur le sujet, d'une part, parce qu'il n'y a pas de financements de recherche pour cette thématique d'études et, d'autre part, parce que les fermiers ne veulent ou ne peuvent pas communiquer pour des questions d'image de marque de leur produits agricoles, parce qu'ils craignent des représailles de membres de la communauté, parce qu'il ne veulent pas risquer d'être poursuivis par une compagnie pétrolière pour diffamation ou parce qu'ils ont signé des accords de non-divulgaration contre dédommagements pécuniers⁽¹³⁴⁾.

4.1.4. La situation en Tunisie: vers un épuisement des réserves en eau

La sécurité hydrique se définit comme l'accès durable en quantité suffisante à des eaux de qualité acceptable. Selon la FAO, le stress hydrique correspond à un approvisionnement en eau inférieur à 1 700 m³ par habitant et par an. La Tunisie dispose de moins de 430 m³/an/habitant (comparé aux Etats-Unis, ce même chiffre varie entre 6 000 et 15 000). Le pays se trouve en dessous du seuil de pénurie structurelle et est classé 9^{ème} sur la liste des pays menacés de pénurie d'eau⁽¹³⁵⁾ (Figure 29). Cette situation chronique et critique, représente une contrainte grave au développement socio-économique et à la sauvegarde de l'environnement.

L'eau représente un enjeu vital qui jusque là, en Tunisie, était géré au mieux, compte tenu de la situation climatique et de la médiocrité du potentiel hydrique, par la mise en place de barrages et de lacs collinaires, mobilisant au total 2 343 Mm³/an⁽¹³⁶⁾. Mais les efforts consentis restent très insuffisants. Le secteur agricole est fortement pénalisé par cette pénurie puisque sur les 5 millions d'hectares de terres cultivables, seulement 1/10^{ème} (500 000 ha) sont irrigables⁽¹³⁷⁾. De plus, les eaux disponibles dépassent les standards internationaux sanitaires ou agronomiques de salinité. Seulement 50% des ressources présentent une salinité inférieure à 1,5 g/L alors que 16% ont une salinité supérieure à 3 g/L⁽¹³⁸⁾. Le pays n'arrive pas à réaliser son autosuffisance alimentaire. La demande croît à un rythme plus soutenu que celui de la démographie. La Tunisie se voit contrainte d'importer des produits agricoles y compris des aliments de base (blé-60%, sucre...). Pour tenter de pallier à ce déficit hydrique, l'État a engagé une politique d'économie et de rationnement d'eau et a recours à de l'eau « non conventionnelle » avec le dessalement des eaux saumâtres ou la réutilisation des Eaux Usées Traitées (EUT) pour l'irrigation des champs, des espaces verts, la recharge artificielle des nappes.

En ce qui concerne les sols, environ 60 000 ha sont perdus annuellement à cause de la désertification, de l'érosion, de la salinisation et de l'expansion urbaine dont 20 000 ha/an de terres agricoles. Les surfaces agricoles sont passées de 0,88 ha par habitant, en 1967, à 0,46 en 2000⁽¹³⁸⁾. La situation est critique au point qu'il est plus réaliste de viser la sécurité alimentaire plutôt que l'autosuffisance mais à condition d'intensifier l'irrigation des périmètres cultivables. Or les expériences passées montrent qu'en cas de conflits d'usage, le développement de nouvelles activités économiques se sont faites au détriment de l'agriculture. Cela a été le cas, pour le complexe touristique Nabeul-Hammamet ou la création de la zone industrielle de Gabès qui ont sévèrement laminé le secteur agricole en détournant ses besoins en ressources hydriques.

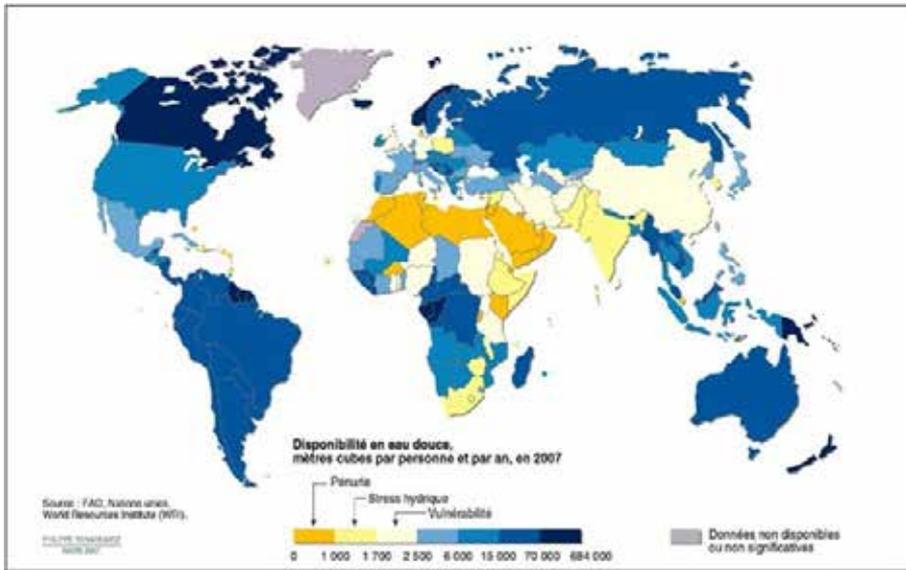
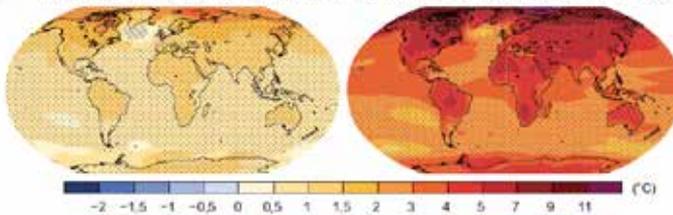


Figure 29 : Carte de la disponibilité des eaux douces à l'échelle mondiale ; source : FAO

Cette situation ne risque pas de s'améliorer. Dans son dernier rapport⁽¹⁴⁰⁾, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) examine de nouveaux éléments concernant le changement climatique sur la base de nombreuses analyses scientifiques indépendantes d'observations du système climatique, d'archives paléo climatiques, d'études théoriques des processus climatiques et de simulations à l'aide de modèles climatiques. Ainsi que le montre la figure 30, les modèles prévisionnels d'évolution du climat à la surface de la Terre, d'ici à 2100, montrent que l'Afrique du Nord figure parmi les régions les plus touchées par le changement climatique avec des hausses de températures très importantes accompagnées d'une réduction des précipitations.

a) Évolution de la température moyenne en surface (entre 1986-2005 et 2061-2100)



b) Évolution des précipitations moyennes (entre 1986-2005 et 2061-2100)

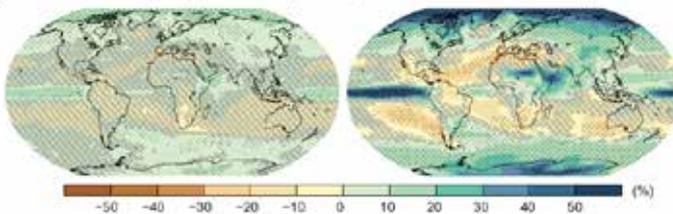


Figure 30 : Cartes des moyennes multi modèles CMIP5 sur la période 2081-2100 pour: a) l'évolution de la température moyenne annuelle en surface, b) l'évolution moyenne en pourcentage des précipitations moyennes annuelles.

La situation dans les régions concernées par l'exploitation des énergies non conventionnelles : Kairouan, de Kébili et de Tataouine

Kairouan : Le gouvernorat de Kairouan couvre une superficie de 6 712 km² avec 590 000 ha de terres agricoles utiles dont environ 12% sont irrigués⁽¹⁴¹⁾. Son climat est semi-aride à aride. L'agriculture est le secteur économique le plus important du gouvernorat qui emploie 40% de la main-d'œuvre régionale et permet des revenus stables pour 70 % de la population. La région participe à hauteur de 11% environ de la production nationale agricole. Il compte trois grands barrages et alimente en eau des gouvernorats voisins (Sousse, Monastir, Mahdia). Environ 50% des eaux du gouvernorat de Sousse proviennent des bassins kairouannais. La construction de ces retenues d'eau empêche l'alimentation naturelle des nappes profondes du Kairouannais qui sont en surexploitation (Tableau 14). La situation est d'autant plus critique, que cette pression sur le prélèvement d'eau ne sera pas sans risque de salinisation des nappes et des sols. A terme, sous l'effet combiné de l'augmentation de la demande et du réchauffement climatique, c'est tout le potentiel hydrique de la région qui est menacé d'épuisement et qui laisse présager des conflits sectoriels et régionaux à venir⁽¹⁴²⁾.

Kébili : La région est aride, à faciès désertique. Les activités économiques se concentrent principalement sur l'agriculture (oasis à palmiers dattiers) et le tourisme saharien. La région fournit plus de la moitié de la production nationale en dattes. Les périmètres irrigués s'élèvent à 23 859 ha (tableau 14) et le secteur agricole emploie 38% de la population active. Le suivi hydrologique atteste de la surexploitation, allant jusqu'à 166% dans le cas de la nappe profonde, qui épuise les différentes ressources en eau (eaux de surface, nappes phréatiques, nappes profondes) et augmente leur salinité (jusqu'à 18 g/L). Trois stations de dessalement sont actuellement en cours de construction.

Tatouine : Le climat est de type aride-saharien favorisant la désertification. Bien que Tataouine signifie « source d'eau » en berbère, le gouvernorat ne dispose que de peu de ressources propres en eau de surface du fait d'une faible pluviométrie. En revanche, il recèle des nappes phréatiques et profondes qui sont exploitées de façon disparate, certaines étant surexploitées et d'autres sous-exploitées⁽¹⁴³⁾ (tableau 14).

Tableau 14 : Volumes des ressources en eau et de leur exploitation (Mm³/an) et périmètres irrigués (ha) dans les gouvernorats de Kairouan, Kébili et Tataouine (CT= Complexe terminal ; CI = Complexe intercalaire)

		Kairouan ¹⁴⁴	Kébili ¹⁴⁵	Tataouine ¹⁴⁶
Nappes phréatiques	Ressources (Mm ³ /an)	63,5	5,49	15,14
	Exploitation (Mm ³ /an)	92,1	0,16	9,36
Nappes profondes (Pour Kébili et Tataouine : CT + CI)	Ressources (Mm ³ /an)	82	236,7	53,60
	Exploitation (Mm ³ /an)	80	393,1	19,94
Périmètres irrigués (ha)		68482	23859	7842

Les nappes profondes de Kébili et Tataouine appartiennent au système aquifère du Sahara septentrional (SASS). Ce dernier, partagé par l'Algérie, la Lybie et la Tunisie, renferme des réserves d'eau considérables qui sont cependant peu renouvelables et de ce fait ne sont pas exploitables en totalité. Ces trois pays se partagent respectivement 70%, 22% et 8% des 1 019 000 km² de la superficie du SASS qui contient deux aquifères superposés, le continental intercalaire et le complexe terminal (figure 31).

Selon un rapport⁽¹⁴⁷⁾ de l'Observatoire du Sahara et du Sahel (OSS), les premiers signes d'une détérioration de l'état de la ressource en eau ont déjà été enregistrés à cause de l'évolution du nombre de forages d'eau et de leur régime d'exploitation. Le secteur le plus exposé est celui des chotts au complexe terminal. C'est sans aucun doute la région où la nappe est la plus vulnérable. C'est là où se trouvent les plus fortes densités de population, et où la pression sur la ressource sera la plus forte. L'OSS a montré clairement que la simple poursuite des taux de prélèvements actuels entraînerait, à l'horizon 2050, des rabattements supplémentaires de l'ordre de 30 à 50 mètres sur chacune des deux nappes avec le risque de percolation du chott vers la nappe ; ce qui serait fatal pour cette dernière en terme de salinité. L'OSS estime qu'il serait tout à fait inacceptable pour la région des Chotts et qu'il faudrait sérieusement se préparer à la réduction des prélèvements.

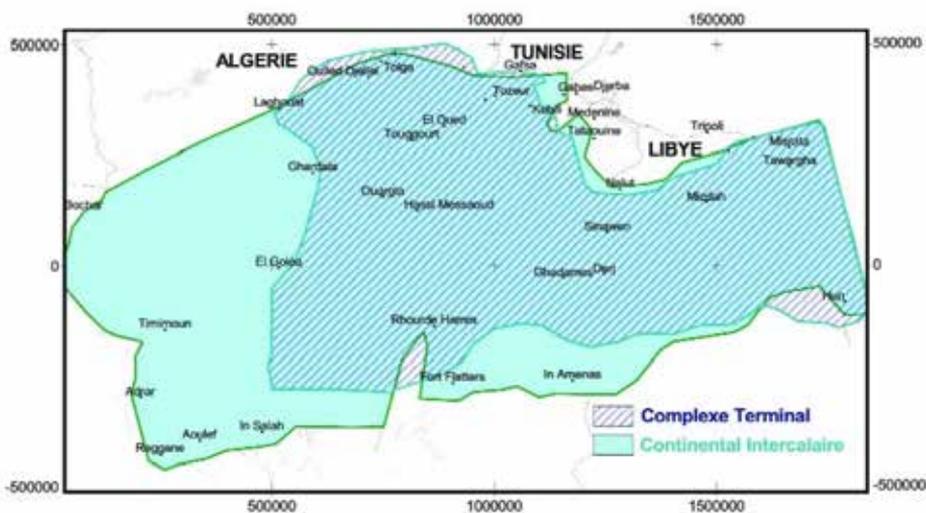


Figure 31 : Les formations du SASS

Outre le risque d'épuisement des nappes d'eau et ses conséquences, on ne saurait trop imaginer le désastre, à la fois écologique et socio-économique, qui résulterait de la pollution de cet immense système aquifère de par l'ampleur de la zone et le nombre de personnes touchées. Soulignons que le danger provient autant des projets d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures « extrêmes » en Tunisie qu'en Algérie.

4.2. Pollution atmosphérique et impact climatique

4.2.1 Fuites de gaz

Le problème des pertes de gaz sur les sites de production est un sujet communément admis (figure 32). En revanche, là où l'industrie gazière admet des pertes de méthane de l'ordre de 70 milliards de grammes/an, les études indépendantes montrent que ce chiffre doit être multiplié par 2 ou 3⁽¹⁴⁸⁾ (figure 33). En effet, des chercheurs de la *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA) et de l'Université du Colorado ont mesuré les concentrations de différents polluants dans l'atmosphère, aux abords des puits des champs gaziers et pétroliers de différentes régions des États-Unis. Ils ont ensuite déduit, à partir de modèles atmosphériques et des données de rejets des industries, la quantité d'émissions de ces puits⁽¹⁴⁹⁾. Les fuites de méthane représentent l'équivalent de 4% de la production de méthane pour le bassin Denver-Julesburg (Colorado), de 5% pour le bassin Uintah (Utah)⁽¹⁵⁰⁾. Une autre étude donne les chiffres de 3,2% pour le bassin de Haynsville (Louisiane) et de 1,1% pour celui de Barnett (Texas). Globalement, le taux moyen d'émissions fugitives de l'industrie du gaz aux États-Unis est de 5,4% soit plus de deux fois celui indiqué par l'industrie⁽¹⁵¹⁾.



Figure 32 : Fuite de gaz dans un puits d'extraction à Marcellus Shale. (Source: powderriverbasin.org)

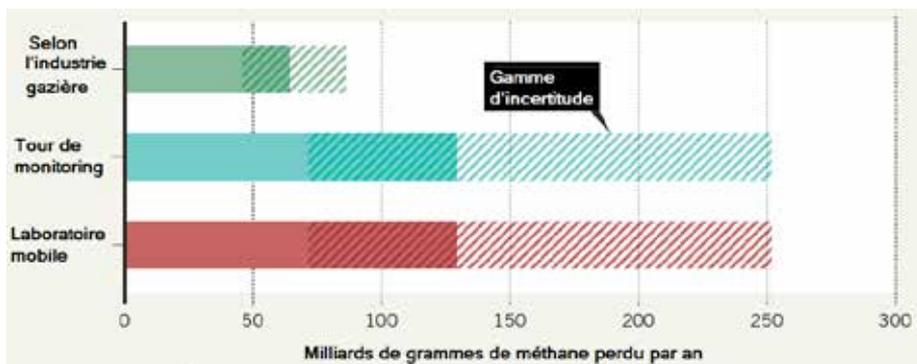


Figure 33 : Estimation des pertes annuelles de méthane des champs gaziers du Colorado selon l'industrie gazière, les tours de monitoring et les laboratoires mobiles. (Source : traduit d'après Tollefson J. *ibid*)

Les puits de gaz de schiste fuient plus que ceux de gaz compris dans des roches réservoir parce que le processus de fracturation hydraulique à haut volume amplifie ces pertes. Lorsque l'eau de fracturation remonte à la surface, après avoir fracturé la roche mère en profondeur, elle est accompagnée de grandes quantités de méthane dissous⁽¹⁵²⁾. Cette étape dure de quelques jours à quelques semaines, l'ampleur des émissions varie dans le temps, avec comme conséquence le fait que le moment de prise de la mesure est déterminant pour une appréciation correcte des émissions. Les puits peuvent fuir à chaque étape du processus d'exploitation, même pendant la phase de forage⁽¹⁵³⁾. De plus, la fuite des gaz ne se produit pas uniquement aux abords des puits mais aussi durant leur stockage, leur transport et le raffinage des hydrocarbures. Les calculs qui ne se focalisent que sur une seule source d'émission sous-estiment forcément les quantités de méthane libéré dans l'atmosphère.

Le problème des fuites est aggravé par l'étanchéité des puits qui diminue avec le temps. En effet, l'acier des tubages finit par se corroder et les coffrages de ciment, qui maintiennent le puits, se fissurent sous l'effet des fracturations répétées. Ces matériaux doivent pouvoir résister à une pression de 10 000 t/m² lors de la fracturation dans un milieu très salé et chaud. Les joints d'acier finissent par se désagréger. L'étude de Schlumberger, dans le Golfe du Mexique montre que sur 15 000 puits de pétrole conventionnel (il s'agit des mêmes aciers que ceux utilisés pour la fracturation hydraulique), la moitié fuit après 10 ans. Les puits abandonnés, parce que plus productifs ou plus rentables, continuent eux aussi à émettre du méthane. Il y en aurait près d'un million aux États-Unis⁽¹⁵⁴⁾.

En plus du méthane, d'autres gaz, comme le propane, le butane ou autres composés organiques volatiles (COV) peuvent s'échapper. En 2012, Theo Colborn et ses collaborateurs⁽¹⁵⁵⁾ ont étudié la qualité de l'air dans des zones rurales du Colorado, à environ 1 Km d'un forage suivi de fracturation hydraulique. Ils ont effectué des mesures toutes les semaines pendant une année afin de déterminer, qualitativement et quantitativement, les composés chimiques présents dans l'air ambiant. Le tableau 15 regroupe l'ensemble des composés retrouvés dans l'air dont certains sont hautement cancérigènes. Les valeurs détectées se trouvent être en dessous des normes permises mais les chercheurs soulignent le fait que ces normes concernent des adultes qui sont exposés sur de courtes périodes et non pas les enfants, les femmes enceintes et les personnes âgées qui y sont exposés de façon chronique 24h par jour, 7 jours sur 7. Une étude, basée sur une surveillance de 3 ans a mesuré des taux élevés de COV nocifs (notamment de benzène, éthylbenzène, toluène et xylène) dans l'air des régions où est extrait le gaz de schiste⁽¹⁵⁶⁾. Ce taux diffère d'un facteur de 7 par rapport aux estimations officielles. D'ailleurs, l'estimation de l'État pour le total des COV émis par les activités pétrolières et gazières est deux fois plus faible que ceux d'études indépendantes⁽¹⁵⁷⁾.

Selon les estimations de la NOAA⁽¹⁵⁷⁾, les niveaux de propane à Erie (Colorado) sont supérieurs à ceux de zones d'extraction intensive comme Houston (Texas) ou même Pasadena (Californie), pourtant réputée pour la piètre qualité de son air⁽¹⁵⁸⁾.

L'une des conséquences directes de ces fuites est l'explosion accidentelle des puits, avec ses dégâts matériels et ses éventuelles pertes humaines, mais aussi l'impact sur le réchauffement climatique (figure 34).

Tableau 15 : Liste des composés chimiques retrouvés dans l'air dans les zones rurales du Colorado à 1 km des zones de forage. (Source : Colborn T. et al. *Ibid*)

Chemical name	CAS #	<i>n</i> Detects	% Detects	Mean ppbv	Range ppbv	Std Dev ppbv	<i>n</i> Spikes
VOCs							
methane	74-82-8	48	100	2472.9	1600.0-5500.0	867.3	6
ethane	74-84-0	48	100	24.4	3.6-118.0	23.7	5
propane	74-98-6	48	100	9.3	1.1-46.7	9.0	7
toluene	108-88-3	48	100	1.2	0.4-4.3	0.9	4
isopentane	78-78-4	43	90	1.8	0.4-7.3	1.3	6
n-butane	106-97-8	42	88	3.2	0.8-14.0	2.6	4
isobutane	75-28-5	42	88	2.9	0.6-13.5	2.5	4
acetone	67-64-1	41	85	9.5	3.4-28.3	6.2	6
n-pentane	109-66-0	40	83	1.5	0.4-5.6	1.0	5
n-hexane	110-54-3	38	79	0.9	0.3-3.0	0.6	4
methylcyclohexane	108-87-2	36	75	0.9	0.3-3.1	0.6	4
methylene chloride	75-09-2	35	73	206.2	2.7-1730.0	357.4	4
	108-38-3/						
m/p-xylenes	106-42-3	29	60	0.4	0.2-0.7	0.2	6
2-methylpentane	107-83-5	27	56	0.8	0.3-2.2	0.4	3
n-heptane	142-82-5	22	46	0.6	0.3-1.4	0.3	3
3-methylpentane	96-14-0	21	44	0.8	0.3-2.0	0.4	3
benzene	71-43-2	21	44	0.5	0.3-1.1	0.2	3
methanol	67-56-1	19	40	18.3	12.1-30.6	5.6	4
methylcyclopentane	96-37-7	18	38	0.6	0.3-1.3	0.3	3
cyclohexane	110-82-7	17	35	0.6	0.3-1.6	0.4	2
n-octane	509-84-7	15	31	0.4	0.2-0.8	0.2	3
3-methylhexane	589-34-4	12	25	0.5	0.3-1.1	0.3	1
2-butanone (mek)	78-93-3	10	21	3.4	2.3-5.1	1.0	2
2-methylhexane	591-76-4	9	19	0.4	0.2-0.7	0.2	2
ethylene	74-85-1	8	17	1.2	0.8-1.8	0.4	1
acetylene	2122-48-7	4	8	1.4	0.9-2.4	0.7	1
isoprene	78-79-5	4	8	0.6	0.4-0.7	0.2	0
n-nonane	111-84-2	4	8	0.2	0.2-0.3	0.0	1
2,3-dimethylbutane	79-29-8	3	6	0.4	0.4-0.5	0.1	1
ethanol	64-17-5	3	6	11.4	3.2-19.4	8.1	0
2-methylheptane	592-27-8	3	6	0.3	0.3	0.0	0
1,2,4-							
trimethylbenzene	95-63-6	2	4	na	0.2-0.3	na	0
tetrahydrofuran	109-99-9	1	2	na	2.1	na	0
styrene	100-42-5	1	2	na	0.9	na	0
ethylbenzene	100-41-4	1	2	na	0.7	na	0
cyclopentane	287-92-3	1	2	na	0.4	na	0



Figure 34 : Derrick d'extraction de gaz de schiste en feu en Pennsylvanie – États Unis (Source : voir note 160)

4.2.2. Impact environnemental des émissions atmosphériques : bilan carbone, réchauffement climatique, effet de serre et ozone

Selon un rapport de la Commission européenne, la production d'électricité à partir de méthane a un meilleur bilan carbone que celle générée à partir du charbon avec 41% à 49% d'émissions de gaz à effet de serre en moins par unité d'électricité produite⁽¹⁶¹⁾. Cependant, le bilan d'ensemble des gaz de schiste est moins bon lorsque sont prises en compte les fuites de méthane. En effet, le méthane est un gaz à effet de serre beaucoup plus puissant que le CO₂ mais son temps de résidence dans l'atmosphère est 10 fois plus faible, ce qui fait que son effet sur le réchauffement climatique s'atténue plus rapidement⁽¹⁶²⁾. Sur une période de 20 ans, le méthane est un gaz à effet de serre 105 fois plus puissant que le CO₂⁽¹⁶³⁾, contribuant de 1,4 à 3 fois plus que l'émission directe de CO₂⁽¹⁶⁴⁾ d'où le fait qu'il est pointé par le GIEC comme étant une cause importante du réchauffement climatique⁽¹⁶⁵⁾. Les émissions totales liées à l'extraction du gaz de schiste pourraient être jusqu'à 55 % plus élevées que celles attribuables au charbon et 97 % plus élevées que celles provenant du diesel⁽¹⁶⁶⁾.

Selon l'EPA, la réalisation de forages de gaz de schiste libère 230 fois plus de méthane et de composés organiques volatiles que les forages de gaz compris dans des roches réservoir⁽¹⁶⁶⁾. Il a été prouvé que l'exploitation des gaz de schiste est, dans un nombre significatif de cas, plus polluante que le charbon. En effet, sur les 25 000 puits qui sont fracturés chaque année aux USA, 16 millions de tonnes de méthane, 2,2 millions de tonnes de COV et 330 millions de tonnes d'autres polluants aériens s'échapperaient chaque année. On comprend aisément quel impact peut avoir cette industrie extractive sur le réchauffement climatique et sur la pollution atmosphérique⁽¹⁶⁷⁾.

Plusieurs COV participent à la formation d'ozone, sous l'effet combiné de la chaleur et du soleil. Ils interviennent également dans les processus conduisant à la formation des gaz à effet de serre lesquels contribuent au trou dans la couche d'ozone. En plus d'être émis par évaporation, lors de leur extraction et de leur stockage, ils sont émis durant leur utilisation et la combustion de carburants. Un rapport de la commission de la qualité environnementale de l'état du Texas montre que l'industrie pétrolière et gazière de la

région de Dallas-Fort Worth émet plus de COV que la totalité du trafic autoroutier de la région avec une augmentation de 60% depuis 2006. De plus, cet état a dépassé, en 2011, les normes fédérales d'ozone autorisées. La même situation a été rapportée dans le Wyoming où les taux d'ozone ont dépassé de 2/3 les normes autorisées (>124 ppb parties par milliard⁽¹⁶⁸⁾).

4.3. Impacts écologiques

4.3.1. Impacts sur la végétation et le paysage

L'occupation au sol d'une plateforme de forage de gaz de schiste est de 2 à 4 ha dont le sol doit être recouvert de ciment ou de goudron pour pouvoir y manœuvrer les engins et forer le puits. A la plate-forme s'ajoutent la route d'accès et le gazoduc pour acheminer les hydrocarbures. A l'échelle d'une région, cela représente des milliers de kilomètres de terres agricoles et de végétation qui ont été sacrifiées avec pour conséquence la dégradation des sols⁽¹⁶⁹⁾, l'envasement des cours d'eau à cause de l'érosion⁽¹⁷⁰⁾, la transformation de la configuration du paysage⁽¹⁷¹⁾, la fragilisation des écosystèmes et des cours d'eau⁽¹⁷²⁾, la perte d'habitats pour les espèces sauvages qui elle-même engendre un fort impact sur la biodiversité⁽¹⁷³⁾... D'ici 2030, c'est entre 137 et 332 Km² de forêt qui sont menacés de disparaître dans le bassin de Marcellus shale (Pennsylvanie)⁽¹⁷⁴⁾. La déforestation conduit à la fragmentation des habitats faunistiques limitant le déplacement des espèces et, à terme, leur reproduction. Comme le souligne l'association américaine Nature Conservancy, « *le déboisement fragmente la forêt, créant de nouvelles lisières, ce qui change les conditions d'habitat des espèces sensibles qui dépendent des conditions de la forêt profonde* ». De plus, la perte de forêts est associée à l'augmentation du coût de la potabilisation de l'eau⁽¹⁷⁵⁾.

Comparé aux gisements de gaz compris dans des roches réservoir, ceux de gaz de schiste sont de très petite taille et, à production égale de gaz, il faut forer 50 puits de gaz de schiste contre un seul de gaz conventionnel⁽¹⁷⁶⁾. Cette exploitation produit un mitage du territoire dans les régions concernées (figure 35).



Figure 35 : Paysage presque lunaire dans le Colorado. Chaque tache blanche correspond à un puits de forage de gaz de schiste. C'est un véritable mitage du sol qui en résulte. (Source : voir note 177)

Aux États-Unis, la superficie des états producteurs de gaz de schiste est très grande et ils sont très faiblement peuplés (tableau 16). De nombreux pays qui veulent se lancer dans l'exploitation des gaz et huile de schiste ne prennent pas en compte ces données territoriale et démographique, pourtant essentielle, pour évaluer correctement le risque encouru en termes d'impacts environnemental et sanitaire. Par comparaison, la Tunisie est un pays dont la superficie est inférieure à celle de plus de la moitié des états des États-Unis. Pour la région de Kairouan, la superficie du permis accordé à Shell pour forer 742 puits (sur 50 ans), est de 3 780 Km², soit près de la moitié de la superficie du gouvernorat et dans une zone largement plus peuplée que celle des états américains (tableau 16). Ceci laisse présager de l'ampleur et de l'intensité des dommages à subir.

Tableau 16 : Superficie et densité de population d'états producteurs de gaz de schiste aux Etats-Unis en comparaison avec le gouvernorat de Kairouan

Etat (USA)/Gouvernorat	Superficie (Km ²)	Densité de population (hab/Km ²)
Texas	696 241	39,1
Oklahoma	253 554	21,7
Colorado	269 837	19,6
Dakota du Nord	183 272	4,0
Wyoming	181 196	2,3
Tunisie	163 610	68,9
Kairouan	6 712	85

4.3.2. Impact sur la faune

En plus des conséquences de la perte de son habitat, la faune sauvage peut être exposée aux fluides de fracturation, au méthane et à d'autres contaminants liés aux forages gaziers. Au Kentucky, une importante mortalité de poissons a été enregistrée, suite à la fuite du liquide de fracturation provenant de puits situés à proximité du cours d'eau (figure 36). Certains des poissons survivants ont développé des lésions au niveau des branchies, du foie et de la rate⁽¹⁷⁸⁾. En Ohio, 70 000 poissons, grenouilles, écrevisses et salamandres sont morts suite à un incendie sur un site de forage qui a fait exploser des camions contenant des adjuvants chimiques destinés à la fracturation⁽¹⁷⁹⁾. Des communautés de bactéries, composantes essentielles du fonctionnement des écosystèmes, dans un cours d'eau, aux abords de puits d'exploitation de gaz de schiste, ont vu leur diversité baisser et leur abondance se modifier en raison de l'acidification de l'eau due aux pluies acides ou des activités de fracturation⁽¹⁸⁰⁾.

Fin 2010, dans la ville de Beebe (Arkansas), plus de 3 000 oiseaux morts tombent du ciel (figure 37). Le lendemain, et non loin de là, ce sont près de 100 000 poissons qui flottent à la surface de la rivière Arkansas près d'Ozark (Arkansas). Les autorités ont été incapables d'expliquer ce phénomène tout en insistant sur le fait que les deux événements n'étaient pas liés ! La thèse jugée la plus plausible incrimine pourtant l'exploitation de gaz de schiste du gisement de Fayetteville situé à quelques dizaines de kilomètres. En effet, dans les 48h qui ont précédé ces mortalités massives, la région a été secouée par six tremblements de terre (près de 400 sur toute l'année). Les vibrations, dues aux fracturations répétées, ou l'injection à très forte pression des eaux usées dans des puits de récupération (voir

chapitre 4.4), a très probablement induit des fissures dans les couches géologiques qui ont laissé s'échapper des gaz mortels à la surface⁽¹⁸¹⁾. La vérité n'est toujours pas établie.



Figure 36 : Mortalité de poissons dans le cours d'eau de Fork Creek (Kentucky) en 2007 suite au déversement de liquides de fracturation hydraulique de puits d'exploitation de gaz de schiste dans la région. (Source : voir note 182)



Figure 37 : Hécatombe d'oiseaux à Beebe dans l'Arkansas fin 2010. (Source : Association toxicologie chimie)

4.4. Séismes

L'exploitation des hydrocarbures non conventionnels par la technique de la fracturation hydraulique peut engendrer des tremblements de terre de magnitude relativement importante. Cette thèse a jusqu'ici été réfutée par les industriels et quelques scientifiques dont les recherches sont subventionnées par ces mêmes industriels, et qui admettent de « légères » secousses imperceptibles par les humains. Les dernières études scientifiques démontrent pourtant un peu plus le lien entre les techniques d'exploitation des huiles et gaz de schiste et des séries de séismes observées aux États-Unis. La première observation est la fréquence des secousses et la deuxième est leur localisation aux abords des zones d'exploitation. En 2012, au congrès annuel de la Société géologique américaine, l'US Geological Survey (USGS), a présenté des travaux montrant qu'en Oklahoma le nombre annuel de séismes de magnitude supérieure à 3 a été multiplié par 20 entre 2009 et 2011, par rapport au demi-siècle précédent. Des secousses sismiques de magnitude 1 à 3 sur l'échelle de Richter ont été enregistrées aux abords des zones de forage comme dans l'Oklahoma, l'Arkansas, l'Ohio, le Texas, la Californie, le Colorado, l'Allemagne et la Suisse⁽¹⁸³⁾. Entre 2010 et 2011, une vague de tremblements de terre a secoué l'état de l'Arkansas, riverain du gisement de gaz de schiste de Fayetteville. En tout, 54 tremblements de terre

ont frappé la région en 2010 et 157 en 2011. Le plus violent a atteint une magnitude de 4,7 le 27 février 2011⁽¹⁸⁴⁾. Verdict du Centre de recherche et d'information sur les tremblements de terre (CERI) de l'Université de Memphis : il existe un lien entre cette activité industrielle et les séismes⁽¹⁸⁵⁾. Début 2015, la Société américaine de sismologie a publié une annonce concernant le lien prouvé entre les opérations de fracturation hydraulique et la série de secousses aux abords d'un site d'exploitation dans l'Ohio. Le calendrier des dates des opérations de fracturation était parfaitement synchronisé avec l'enregistrement des secousses par les sismologues⁽¹⁸⁶⁾. Les fracturations répétées fragilisent les failles dans le sous-sol, provoquant ainsi des mouvements tectoniques (glissement). La même explication a été apportée pour les tremblements de terre qui se sont produits à Blackpool, en Grande Bretagne, en 2011. Un géologue, pourtant engagé par l'exploitant, Cuadrilla, a démontré que les séquences de fracturation coïncidaient avec les secousses⁽¹⁸⁷⁾.

La fracturation hydraulique peut aussi être indirectement responsable des secousses telluriques. C'est ce que démontrent de nouvelles recherches publiées dans le *Geophysical Research-Solid Earth* révélant que la fracturation hydraulique induit des tremblements de terre⁽¹⁸⁸⁾. Une analyse de la séquence d'événements ayant précédé et suivi le séisme de magnitude 5,7 qui a frappé la ville de Prague en Oklahoma le 6 novembre 2011 démontre un lien causal entre l'injection de fluides de fracturation dans le sous-sol et la survenue du tremblement de terre⁽¹⁸⁹⁾ (figure 38). Même conclusion pour la série de 120 tremblements de terre, enregistrée en une seule année (2013), au Kansas⁽¹⁹⁰⁾. En réalité, les géologues savent depuis 50 ans que l'injection du fluide sous la terre peut faire augmenter la pression sur les failles sismiques et les rend plus susceptibles de glisser. Le résultat est souvent un séisme dit « induit ». Des sismologues viennent de découvrir des preuves que les puits d'injection (stockant à long terme les eaux résiduelles de la fracturation) peuvent provoquer des séismes plus dangereux. Du fait que la pression des puits d'eau sales stresse les failles à proximité, si des vagues sismiques venant de la surface de la Terre frappent la faille, cette dernière pourrait rompre, et produire quelques mois plus tard un séisme plus fort (magnitude 5) qui peut être suffisamment puissant pour détruire des bâtiments⁽¹⁹¹⁾.



Figure 38 : Le tremblement de terre-magnitude 5,7- près de Prague (États-Unis) qui s'est produit en 2011, déclenché par l'injection des eaux usées de fracturation dans des formations géologiques profondes. Source : John Leeman⁽¹⁹²⁾

En Tunisie, la région de Kairouan présente une sismicité historique relativement élevée par rapport au reste du pays⁽¹⁹³⁾ (Figure 39). Un séisme de forte intensité a frappé la ville de Kairouan en 854. Deux séismes ont été enregistrés dans la région de Kairouan, les 12 août 2001 et 24 juin 2002 dont les magnitudes ont été estimées respectivement à 4,3 et 4,6.

Dans la mesure où de plus en plus d'études scientifiques apportent ainsi la preuve de la corrélation entre l'utilisation de la technique de fracturation hydraulique et le déclenchement de secousses sismiques, de nombreuses questions se posent quant à la capacité de la géologie du bassin du Kairouanais à résister aux fortes pressions générées par l'envoi du fluide de fracturation à très forte pression dans les puits de forage ou au stockage des eaux récupérées dans des puits anciens. Durant l'été 2014, des habitants de la région de Ould Nsir (délégation de Bouhajla) se sont déjà plaints que leur maisons avaient été fissurées suite à des secousses dues aux opérations de forage incessants effectuées à proximité par une compagnie pétrolière canadienne⁽¹⁹⁴⁾.

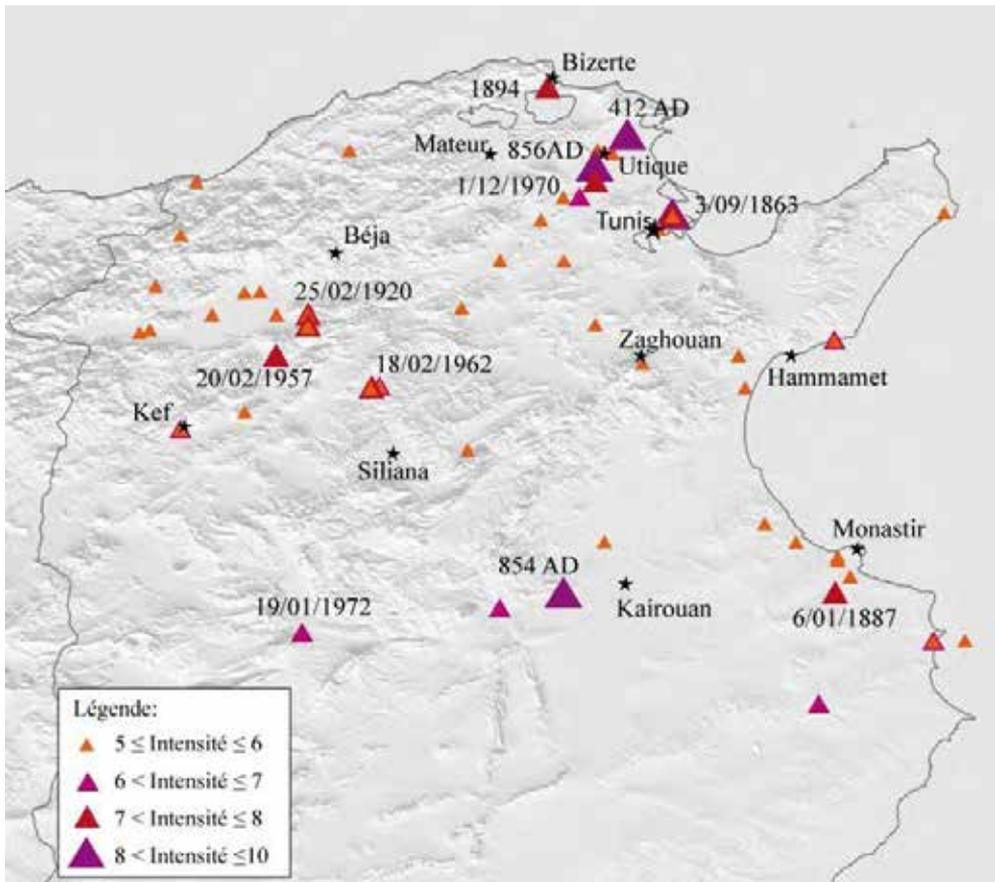


Figure 39 : Carte de la sismicité historique de la Tunisie (le Sud du pays ne montre pas de sismicité historique ; données de l'Institut national de la météorologie)

4.5. Impacts sanitaires

« *The price of anything is the amount of life you exchange for it* »
Henry David Thoreau

L'OMS définit la santé comme étant « *un état complet de bien-être physique, mental et social, et ne consiste pas seulement en une absence de maladie ou d'infirmité* ». Ces différents aspects sanitaires seront abordés dans ce chapitre.

4.5.1. Impacts sur la santé humaine

Les études portant sur les impacts de l'industrie du gaz de schistes sur les populations sont récentes et encore trop peu nombreuses. Ceci s'explique par le fait que cette industrie s'est développée à grande échelle il y a une dizaine d'années et que les effets engendrés ont mis du temps à apparaître. Sur le plan épidémiologique, ce temps est trop court pour avoir le recul nécessaire à l'évaluation de l'ampleur et la gravité des conséquences sanitaires sur les populations. En l'absence de données, il est difficile d'établir des réglementations et ce vide juridique ne fixe pas de limites à l'expansion effrénée de l'industrie du schiste. Aux Etats-Unis, au Canada, en Australie et en Grande Bretagne, le corps médical et les scientifiques ont fait le même constat alarmant concernant le manque de données sur les impacts sanitaires associés à l'industrie du gaz de schiste et le manque, voire l'absence, de politique de santé publique en la matière (par exemple systématiser l'application d'un protocole de surveillance de l'état de santé des populations qui vivent et travaillent à proximité des sites d'exploitation)⁽¹⁹⁵⁾. Ils interpellent les autorités pour plus d'études et plus de transparence. En effet, l'une des entraves majeures à l'évaluation de l'état de santé des populations est la difficulté de faire des études sur l'effet toxique de substances chimiques sans connaître précisément la ou les substance(s) incriminées. Cette problématique renvoie à un problème juridique dans la mesure où la composition des additifs chimiques rajoutés à l'eau de fracturation est protégée par la loi du secret commercial (*trade secret*). Certaines compagnies font le choix de révéler les composés chimiques qu'ils utilisent mais ils ne dévoilent que le nom sous lequel ces produits sont commercialisés sans donner l'identité, la quantité et la concentration des substances qui le composent et qui sont autant de données essentielles pour bien comprendre la synergie des molécules chimiques, leur mode d'action et leurs interactions avec les systèmes biologiques. En outre, des données d'exposition précises sont très difficiles à obtenir parce que l'émission des substances chimiques peut être très différente d'un site à l'autre et très variable dans le temps. En réalité, il y a un manque généralisé d'études ciblées sur l'état de santé des populations avant, durant et après le développement de l'industrie du gaz de schiste⁽¹⁹⁶⁾. Cette situation profite à l'industrie qui répond au principe du « pas de données, pas de problèmes ». Cependant, un nombre croissant d'études scientifiques validées, de déclarations d'accidents et d'articles d'investigations apporte de plus en plus de preuves concrètes et quantifiables des dommages générés par l'industrie des hydrocarbures non conventionnels. Le rythme auquel les nouvelles études et l'information émergent a rapidement augmenté depuis 2013. Dans le premier trimestre 2014, il y a eu plus d'études publiées sur le sujet que celles sorties en 2011 et 2012 cumulées⁽¹⁹⁷⁾.

Les études américaines déjà réalisées donnent des indications claires sur l'état de santé des populations, notamment celles qui vivent à proximité des zones d'exploitation et qui concernent directement 1,5 million d'américains⁽¹⁹⁸⁾. Selon une récente étude de l'école de santé publique du Colorado, le risque de cancer est 66 fois plus élevé chez les personnes habitant à moins de 1 Km avec pour premier facteur responsable l'exposition au benzène. La même étude rappelle que l'exposition chronique à l'ozone, gaz prévalent sur les sites de production gazière, peut conduire à des complications pulmonaires et à l'asthme, particulièrement chez les enfants et les personnes âgées⁽¹⁹⁹⁾.

La toxicité d'un composé chimique dépend aussi de la dose, la fréquence et la durée d'exposition. Ces facteurs sont absolument déterminants car selon le type d'exposition, la palette d'effets peut alors varier. A court terme, les maux de têtes, les vertiges, les irritations de la peau, des yeux, du nez ou de la gorge sont les symptômes les plus fréquents de l'exposition aux additifs chimiques de l'eau de fracking. Les expositions chroniques peuvent provoquer l'asthme et la *maladie pulmonaire obstructive* chronique. A plus long terme, le risque est plus grand de développer des maladies cardiorespiratoires ou cardiovasculaires et même des cancers, notamment des poumons et du sang⁽²⁰⁰⁾.

Un article de l'équipe du professeur Theo Colborn de l'université du Colorado recompile une liste de produits et de substances chimiques utilisés dans l'industrie extractive dans différents états des Etats-Unis. Les auteurs ont fouillé la littérature scientifique pour rechercher des études sur les effets sur la santé de ces composés et la catégorie de toxicité dont ils sont responsables. D'après cette étude, 944 produits utilisés par l'industrie ont été identifiés. On ne connaît pas la composition de la moitié d'entre eux ! Sur les 353 molécules clairement identifiées, une bonne partie (entre 37% et 52% des molécules) affecte les systèmes nerveux, immunitaire, rénal ou cardiovasculaire. 25% sont cancérigènes. 37% sont volatiles, donc susceptibles de contaminer l'air. La plupart peuvent contaminer les eaux⁽²⁰¹⁾.

Parmi la liste de produits chimiques qui compose le liquide de fracturation, certaines molécules ont déjà fait l'objet d'études toxicologiques qui ont permis de les classer en fonction de leur mode de toxicité et de l'organe ou le système cible (figure 40)

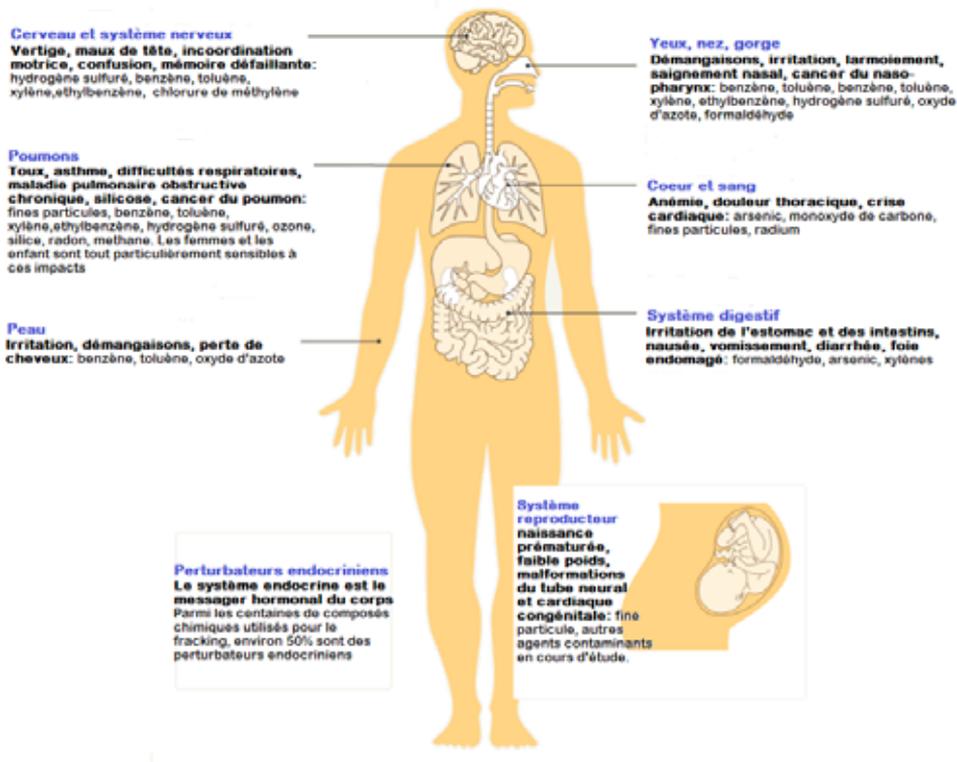


Figure 40 : Effets sur la santé des substances chimiques contenues dans les liquides de fracturation. Source : voir note 202)

(i) Les effets toxiques des substances chimiques volatiles issues des liquides de fracturation

Certains composés contenus dans les liquides de fracturation sont volatiles et se retrouvent dans l'air. Parmi eux on peut citer les oxydes nitreux, oxyde de soufre et autres complexes BTEX (benzène, toluène, éthyle, benzène, xylène) qui figurent parmi les composés volatiles organiques ou COV, auxquels sont quotidiennement exposés les travailleurs sur site et les habitants à proximité des sites d'exploitations.

L'exposition de l'homme aux COV relève de deux types de voies : respiratoire en cas d'inhalation d'air contaminé et par pénétration cutanée. L'exposition de la population générale aux COV est assez mal connue. On sait cependant que certains COV représentent un danger sanitaire plus ou moins important. Ils sont responsables de différents troubles dont la fréquence et les délais d'apparition varient selon le niveau et la durée d'exposition mais aussi selon le type de polluant, la sensibilité du sujet et de nombreux autres facteurs plus ou moins identifiés. Des propriétés mutagènes et cancérigènes existent pour certains COV.

Parmi les COV qui posent le plus de problèmes: **le benzène et le formaldéhyde**.

Le **benzène** constitue un réel problème de santé publique dans l'Union Européenne en tant que puissant toxique de la moelle osseuse (lieu de la synthèse de toutes les cellules sanguines) favorisant entre autre l'apparition de leucémie (cancer du sang) chez les enfants. Les effets du benzène sont irréversibles.

En effet, l'induction de leucémies par le benzène a été bien établie par de nombreuses études épidémiologiques. Le Centre international de recherche sur le cancer (CIRC, Lyon) estime que les preuves sont suffisantes pour le considérer comme cancérigène certain pour l'homme (groupe I ; annexe IV). Selon l'OMS, l'exposition continue d'un million de personnes à $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ pendant une vie entière (soixante-dix ans), est susceptible d'induire un excès de six décès par leucémie. Son absorption, réalisée essentiellement par inhalation provoque des troubles neuropsychiques tels que de l'irritabilité, des troubles du sommeil, de la mémoire. Des troubles digestifs peuvent aussi être observés et son rôle dans la survenue d'hémopathies non malignes est prouvé.

Le **formaldéhyde ou acide formique** est aussi reconnu comme cancérigène certain (Groupe I) et serait impliqué dans des cancers du rhinopharynx et de la cavité nasosinusale. Le formaldéhyde étant un gaz très volatil, il peut facilement entrer en contact avec les yeux ou le nez et engendre des irritations oculaires et des voies respiratoires. Il est également possible que de faibles expositions au formaldéhyde puissent accroître, à long terme, le risque de développer des pathologies asthmatiques et des sensibilisations allergiques... Des effets loin d'être négligeables car ils peuvent, à terme conduire au développement de cancers, notamment en milieu professionnel. Une étude a montré que les sujets exposés professionnellement avaient un risque de cancer de 30% plus élevé par rapport à ceux qui ne le sont pas⁽²⁰³⁾. Les femmes enceintes sont particulièrement sensibles aux solvants (une catégorie de COV) puisqu'une étude a montré que le risque de malformations congénitales d'un fœtus est 2,5 fois supérieur si la future mère est exposée de façon régulière à ces produits chimiques⁽²⁰⁴⁾.

(ii) Le problème de l'acide chlorhydrique

L'acide chlorhydrique injecté, en grandes quantités, de l'ordre de milliers de litres pour un seul puits, dans les liquides de fracturation pose des problèmes sanitaires et environnementaux. L'EPA décrit les effets cette substance sur la santé humaine qui s'avère corrosive pour les yeux (conjonctivite), la peau (brûlures) et les muqueuses, notamment l'estomac provoquant des ulcères. Les vapeurs d'acide sont susceptibles d'affecter les voies respiratoires (œdèmes pulmonaires). L'exposition chronique est responsable de bronchites, de gastrites, de dermatites et de photosensibilisation. A très faibles doses, il peut provoquer la décoloration et l'érosion des dents⁽²⁰⁵⁾.

Consciente de la problématique de la présence de l'acide chlorhydrique dans l'air, l'EPA a pour la première fois tenu un débat national à Chicago, en 2011, pour proposer de fixer de nouvelles normes fédérales pour cet acide entre autres polluants atmosphériques dangereux afin de l'inscrire dans le Clean Air Act⁽²⁰⁶⁾.

D'autres effets environnementaux indirects sont également à craindre. En effet, les fluides acidifiés vont dissoudre les roches mères. Celles-ci sont particulièrement riches en métaux lourds (plomb, mercure...) et parfois même en éléments radioactifs. Après chaque

opération de fracturation, ces fluides tendent à accumuler ces éléments naturels désorbés par la matrice dans le milieu interstitiel. Des composés d'origine naturelle contenus dans les schistes peuvent ainsi être libérés à partir de la roche mère lors des fracturations successives et se retrouver dans les liquides résiduels de l'exploitation du gaz de schiste. Il s'agit de composés tels que des éléments radioactifs (radium, thorium, uranium), et des métaux lourds (Arsenic, Cadmium, nickel, plomb, cobalt, mercure...). Aux États-Unis, des niveaux élevés d'arsenic ont été trouvés dans des puits d'eau de particuliers se trouvant dans la zone de la formation de Barnett Shale de Nord le Texas⁽²⁰⁷⁾. Les effets de l'arsenic, et des métaux lourds en général, ont été bien décrits dans la littérature scientifique. Selon l'OMS, l'exposition prolongée à l'arsenic dans l'eau de boisson et les aliments peut provoquer des cancers et des lésions cutanées. On lui a aussi attribué des effets sur le développement, des maladies cardiovasculaires, une neurotoxicité et le diabète. à L'exposition au mercure, même en petites quantités, peut causer de graves problèmes de santé et constitue une menace pour le développement de l'enfant *in utero* et à un âge précoce. Ce métal peut avoir des effets toxiques sur les systèmes nerveux, digestif et immunitaire, et sur les poumons, les reins, la peau et les yeux. Le mercure est considéré par l'OMS comme l'un des dix produits chimiques ou groupes de produits chimiques extrêmement préoccupants pour la santé publique.

(iii) Les particules radioactives

Le plus grand danger que constituent les eaux résiduelles radioactives est leur potentiel de contamination de l'eau potable ou d'intégration à la chaîne alimentaire, à travers l'agriculture ou la pêche. Une fois que le radium a pénétré le corps humain, par la nourriture, la boisson ou la respiration, il peut provoquer des cancers et d'autres problèmes de santé. En effet, la nocivité des éléments radioactifs n'est plus à démontrer et de nombreuses études démontrent leur haute dangerosité. Des données épidémiologiques permettent aujourd'hui d'établir que l'exposition aux rayonnements ionisants peut entraîner un excès de leucémies ou de tumeurs solides au niveau de plusieurs organes. En effet, les rayonnements ionisants peuvent interagir avec les structures biologiques et en particulier causer des dommages au niveau de l'ADN cellulaire. Ces dommages biologiques, s'ils sont mal réparés, peuvent altérer le fonctionnement normal des cellules et conduire au développement de cancers.

4.5.1.1. Impact sur les femmes enceintes et les enfants

L'exposition à des produits chimiques constitue un facteur de risque majeur qui peut affecter les différentes étapes de la reproduction. De nombreuses études ont déjà démontré la plus grande vulnérabilité des femmes enceintes et des jeunes enfants à l'exposition à des substances chimiques tels que les solvants, les hydrocarbures etc⁽²⁰⁸⁾. Certains composés chimiques couramment utilisés pour la fracturation hydraulique tels que le benzène, le toluène ou le xylène sont connus pour leurs effets tératogènes⁽²⁰⁹⁾ (induisant des malformations embryonnaires) ou mutagènes⁽²¹⁰⁾ (altérant l'ADN, support de l'information génétique) et peuvent traverser la barrière placentaire pour atteindre le fœtus⁽²¹¹⁾. Le développement embryonnaire de ces derniers conduit à des nourrissons malformés atteints de déficience mentale et comportementale et augmente le risque de complications à la naissance, de maladie et de mortalité pour les mères⁽²¹²⁾. Un lien

a été démontré entre l'exposition au formaldéhyde et la fertilité masculine et féminine ainsi qu'avec les fausses couches⁽²¹³⁾. Des études ont été réalisées sur des mères vivant à proximité des sites d'exploitation gazière en Pennsylvanie et au Colorado⁽²¹⁴⁾. Alors que la première rapporte une incidence élevée de naissances prématurées et des faibles poids de naissance, la deuxième étude montre un taux plus élevé de malformations cardiaques et nerveuses à la naissance (comparé à des mères vivant dans des zones éloignées). D'autres études médicales ont révélé que le taux d'asthme chez les enfants entre 6 et 9 ans vivants dans les états (Texas, Pennsylvanie, Ouest Virginie) était de 2 à 3 fois plus élevé que la moyenne nationale.

Malgré ces faits évidents, les industriels continuent de nier un quelconque lien entre les produits chimiques qu'ils emploient et l'apparition de maladies chez les habitants autour des sites d'exploitation. Ils prétextent que l'eau de fracturation ne contient « que » 0,2% du volume total en composés chimiques et que ces derniers sont pour la plupart, des produits de consommation courante (voir tableau 18, chapitre 6.4). S'il est vrai que la proportion des substances chimiques est faible, cela représente tout de même quelques centaines de tonnes de produits dont certains sont reconnus hautement toxiques. De plus, certaines substances, même lorsqu'elles sont présentes en très faibles concentrations, peuvent être nocives de par leur nature propre ou parce que l'exposition quotidienne et/ou chronique fait qu'elles s'accumulent dans l'organisme. Ceci est d'autant plus vrai pour les travailleurs sur site, en contact direct avec l'eau de fracturation et l'air ambiant.

4.5.1.2. Impacts sur les travailleurs



Photo : Eugene Richards, National Geographic

L'industrie du pétrole et du gaz est un métier à risque. Les opérations sur site exposent les travailleurs à des blessures infligées par les machines et les outils de forage, à l'inhalation et l'absorption d'hydrocarbures et de produits chimiques, à des brûlures graves, à des chutes et à des chocs contre des engins et des camions. Les conditions de travail sont très pénibles physiquement et sont stressantes. Elles se déroulent sur de longues plages horaires, jusqu'à 14h de travail d'affilée. Le risque d'accidents en est décuplé. Dans la réglementation qui régit la sécurité routière américaine, il existe même des exemptions concernant les chauffeurs de camions de transport du secteur pétro gazier pour leur permettre de travailler plus d'heures que ceux de la plupart des autres industries⁽²⁰¹⁵⁾. Au Texas, le nombre d'accidents de la route mortels (de 3 victimes et plus) a triplé en l'espace de 5 ans⁽²¹⁶⁾. La probabilité de perdre la vie au volant est 8,5 fois plus importante pour les employés de secteur pétrolier que ceux de tout autre secteur du transport routier⁽²¹⁷⁾.

Une étude réalisée entre 2003 et 2006 aux États-Unis, a estimé que la mortalité chez les travailleurs des industries extractives de pétrole et de gaz tourne autour de 30,5 (pour 100 000 travailleurs) soit 7 fois la moyenne nationale des travailleurs⁽²¹⁸⁾ (figure 41).

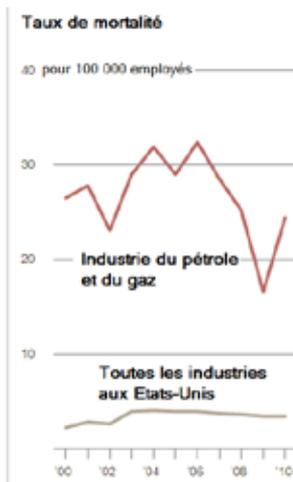


Figure 41 : Comparaison de la mortalité (nombre de décès pour 100.000 travailleurs) dans l'industrie du pétrole et du gaz et la mortalité moyenne des travailleurs aux États-Unis pour la période 2000-2010 (Source : voir note 219)

Dans un rapport plus récent, l'organisation *Food and Water Watch* indique que, sur la période 2003-2012, ce taux reste toujours aussi élevé (26 pour 100 000 travailleurs) et qu'il varie selon la nature du poste occupé⁽²²⁰⁾ (Figure 42).

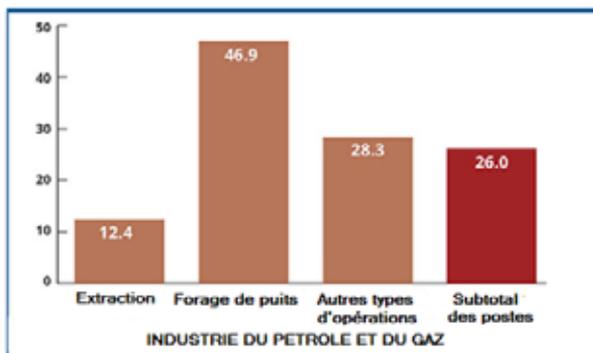


Figure 42 : Variabilité des taux de mortalités (pour 100 000 employés) selon les postes occupés dans l'industrie du pétrole et du gaz aux États-Unis⁽²²¹⁾.

Le taux de mortalité varie aussi d'un État à un autre. Le seul état du Dakota du Nord enregistre, en 2012, une mortalité de 104 sur 100 000 travailleurs du secteur des extractions minières, pétrolières et gazières⁽²²²⁾ et de 75 pour le secteur du pétrole et du gaz uniquement⁽²²³⁾ (figure 43). Ce taux varie aussi en fonction de la taille de la compagnie, les plus petites dénombrant le plus grand nombre de décès, probablement parce que financièrement fragiles et peu regardantes sur la sécurité de leurs installations que les majors⁽²²⁴⁾ (figure 43).

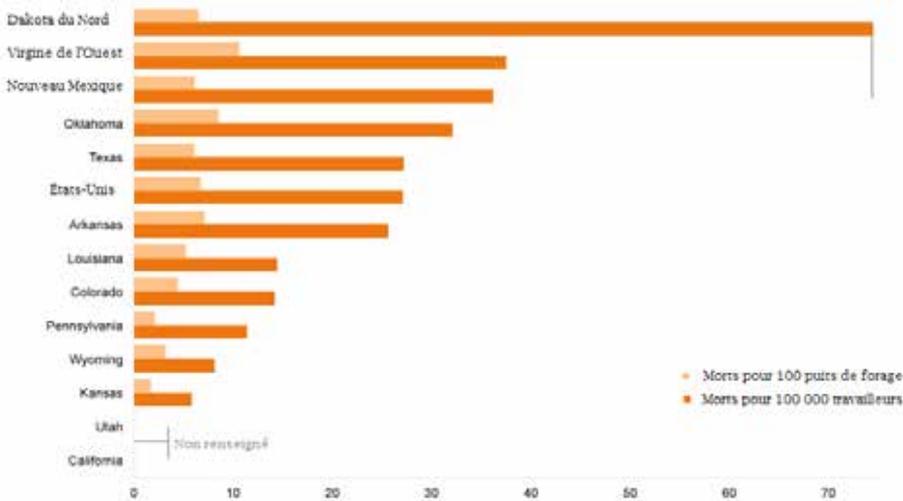


Figure 43 : Taux de mortalité des travailleurs du secteur pétrolier et gazier par état aux États-Unis en 2011-2012. (Source : voir note 223)

TAILLE DE LA COMPAGNIE	FOREURS	OPERATEURS DE PUIITS	OPERATEURS DE PETROLE ET DE GAZ
jusqu'à 19 employés	212	72	28
20 à 99 employés	47	25	10
>100 employés	21	18	5

Figure 44 : Taux de mortalité (pour 100 000 employés) selon la taille de la compagnie et la nature du poste occupé dans l'industrie du pétrole et du gaz aux États-Unis. (Source : voir note 225)

Mais ce que révèle le rapport de *Food and Water Watch*, sur les conditions de travail dans ce secteur, est encore plus inquiétant. En effet, plusieurs compagnies pétrolières n'assurent pas leurs employés⁽²²⁶⁾ et ne leur donne pas de compensation à la hauteur du préjudice subi. Par ailleurs, les travailleurs du secteur du pétrole et du gaz subissent des pressions de la part de leur hiérarchie pour ne pas déclarer les accidents qu'ils subissent. S'ils refusent, au mieux, toute leur équipe se voit privée de sa prime et au pire, ils se font renvoyer. De plus, ils s'exposent aux mêmes sanctions s'ils posent ou répondent à des questions concernant la sécurité sur site.

Selon les services américains de santé qui traitent les travailleurs de l'industrie du pétrole et du gaz, outre les traumatismes et les brûlures à différents degrés de gravité dont peuvent souffrir les patients, les pathologies médicales répertoriées vont du simple mal de tête au développement de cancers, en passant par des déficits immunitaires et des complications cardiovasculaires et respiratoires graves. Sur site, les travailleurs peuvent être exposés à des vapeurs toxiques, à de l'amiante⁽²²⁷⁾ (contenue dans les additifs chimiques et les résidus de forage), à des particules de silice cristalline⁽²²⁸⁾ (composant du sable utilisé comme proppant) à des taux supérieurs à la norme autorisée⁽²²⁹⁾ (figure 45).



Figure 45 : Nuages de poussière de silice lors du déchargement de sable.
Photo: NIOSH (National Institute for Occupational Safety and Health)

4.5.1.3. Nuisances sonores, visuelles et olfactives

L'exploitation d'un gisement de gaz de schiste nécessite un aménagement du site qui implique la circulation d'engins de grandes tailles comme des :

- Camions sismiques durant les phases d'exploration (figure 46) ;
- Bulldozer pour l'aménagement du site ;
- Engins de transport de l'équipement et de la machinerie, du personnel ;
- Camions pour acheminer les produits chimiques ;
- Camions citerne pour alimentation des génératrices et compresseurs, etc ;
- Camions citerne pour ramener l'eau douce pour la fracturation (figure 47) ;
- Camions citerne pour l'évacuation de l'eau de fracturation traitée ou à traiter.

La circulation incessante des camions occasionne du bruit, des poussières, une congestion du trafic autoroutier, une détérioration des routes et d'éventuelles fuites de produits chimiques ou d'eau polluée (post-fracturation hydraulique). Outre ces sources de pollution sonore, on peut également citer les bruits de foreuse, du moteur des génératrices et compresseurs, de la torchère et de l'envoi du gaz dans le pipeline. Dans les phases les plus intenses du projet, ce bruit peut être entendu 24 heures sur 24, notamment la nuit. De plus, les sites de forages restent éclairés durant la nuit, notamment pour éviter les vols, et des odeurs nauséabondes s'échappent des bassins de récupération des eaux de fracturation.

Cette pollution sonore, visuelle et olfactive peut affecter profondément la qualité de vie des riverains en engendrant stress et troubles du sommeil.



Figure 46 : Convoi de camions de prospection sismique 3D sur le site de Bouhajla, gouvernorat de Kairouan. (Photo : Dualex Energy International)



Figure 47 : camions citernes sur le site de gisement de Marcellus en Pennsylvanie. (Photo : Julia Schmalz - Getty Images)

4.5.1.4. Impacts sociétaux et socio-économiques

D'après un rapport datant de septembre 2013⁽²³⁰⁾, le tissu social se trouve altéré dans les villes avoisinant les gisements d'huiles et de gaz de schiste. L'intensification du trafic autoroutier augmente le stress, des blessures et le nombre de décès. Ce rapport montre comment la technique d'extraction du gaz de schiste provoque une pollution sonore industrielle qui est corrélée avec l'hypertension artérielle, les troubles du sommeil, les malaises cardiovasculaires, les accidents cérébrovasculaires, l'augmentation de l'agressivité, de la dépression et les troubles cognitifs. Ce rapport pointe également les perturbations sociales telles que l'augmentation des maladies sexuellement transmissibles, la toxicomanie, les abus sexuels et la criminalité violente⁽²³¹⁾.

En 2012, Witter⁽²³²⁾ réalise une étude auprès des habitants du Colorado vivants dans un rayon de 1 000 pieds des sites de forage et soumis à des bruits dont l'intensité varie entre 65 et 69 dB. Le chercheur établit une corrélation de la nuisance sonore avec les troubles du sommeil, la fatigue, les changements d'humeur et le stress et les mauvais résultats scolaires.

Il faut noter également, que certaines familles ont été forcées d'abandonner leur logement suite à des accidents sur site⁽²³³⁾ ou après avoir été empoisonnées par l'eau de boisson contenant des taux élevés d'arsenic, de benzène et de toluène issus des liquides de fracturation et infiltrés dans les nappes d'eau⁽²³⁴⁾.

Les dégâts infligés aux propriétés foncières sont une autre externalité de la fracturation hydraulique. Sous les vibrations, les fondations des habitations se fissurent et les murs et les sols se lézardent⁽²³⁵⁾. En Grande Bretagne, sur la côte de Fylde, 80 maisons de riverains de la zone d'exploitation de Blackpool, ont subi des dommages. Cuadrilla, l'opérateur, a reconnu les faits et a proposé un dédommagement mais uniquement pour les propriétaires des maisons qui ne montraient aucun signe de détérioration antérieure. Or la plupart des maisons se dégradent naturellement au bout de 2 ans. De plus, la grande majorité des assureurs refusent de couvrir les frais de réparation et ceux qui acceptent de le faire l'ont fait à condition d'augmenter substantiellement la prime de l'assuré⁽²³⁶⁾.

L'environnement est aussi un bien marchand lorsque sa valeur esthétique et récréative se traduit en une valeur monétaire. En Pennsylvanie, les activités de pêche en rivière, de chasse et récréatives lui assurent des rentrées d'argent. En 2013, l'État a perçu 2,6 millions de dollars contre 3,6 millions, en 2011, pour les seules licences de pêches⁽²³⁷⁾. Les impacts écologiques négatifs dus à l'intensification du développement du gaz de schiste représentent un manque à gagner dans la balance économique d'une région.

4.5.2. Considérations toxicologiques

La toxicologie, science qui étudie l'impact des substances toxiques sur les systèmes biologiques, fournit des données objectives quant à la nocivité de certains composés sur le fonctionnement de la vie et permet de déterminer le caractère dangereux d'une molécule chimique. En effet, les expériences réalisées sur des modèles biologiques proches de l'Homme tels que les mammifères (rats, souris) ou sur des cellules, établissent le type de toxicité induite suite à l'exposition à une substance donnée. De manière générale,

un composé chimique étranger au système biologique (xénobiotique) qui pénètre dans l'organisme entre en interaction avec les composés cellulaires et ses effets peuvent se décliner en plusieurs types d'atteinte, de différentes gravités, allant de l'allergie (hypersensibilité) au cancer ou aux malformations embryonnaires (tératogène) en fonction de la dose, de la fréquence et de la durée d'exposition (figure 48).

Sur les 100 000 substances chimiques existantes, la toxicité de seulement 3% d'entre elles est connue à ce jour⁽²³⁸⁾.

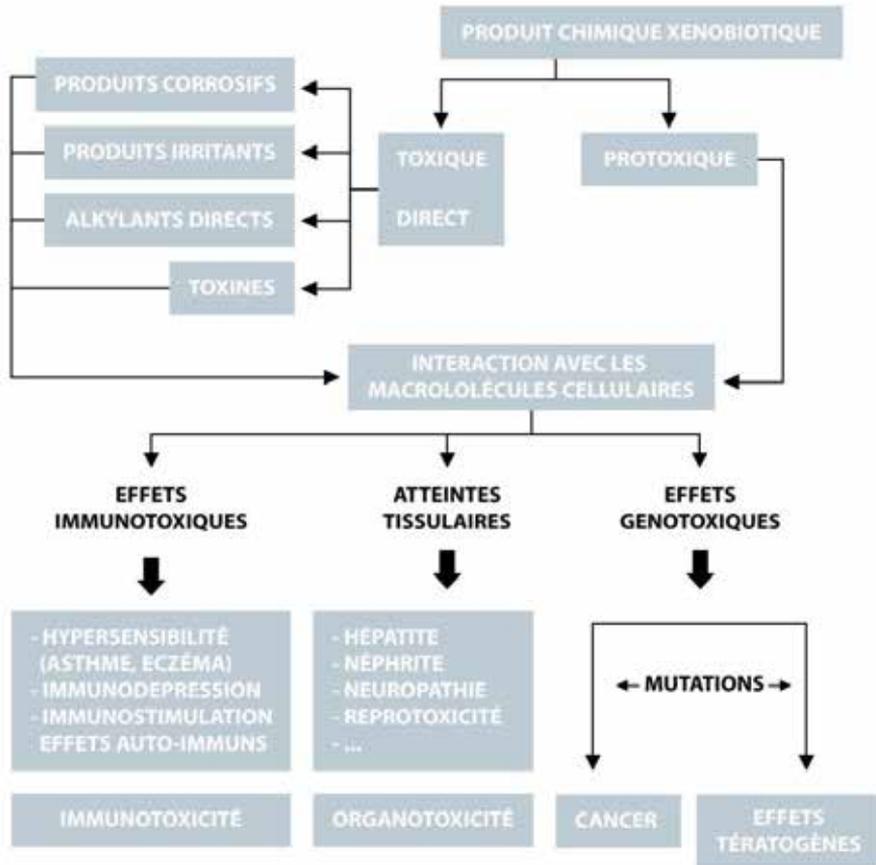


Figure 48 : Effets des composés chimiques (xénobiotiques)

Certaines molécules chimiques, issues de l'industrie de la chimie, sont capables de dérégler le fonctionnement hormonal normal. Elles sont désignées sous le nom de perturbateurs endocriniens et sont retrouvées dans de nombreux produits de consommation courante. Près de 50% des substances chimiques utilisées dans la technologie d'extraction des gaz de schiste sont, des perturbateurs endocriniens (Figure 50). L'utilisation de ces composés pose un véritable problème sanitaire qui peut se manifester à travers la contamination des aquifères ou à partir de la pollution aérienne. La présence de mélanges de perturbateurs

endocriniens est particulièrement problématique et doit être considérée avec la plus grande inquiétude car ces molécules ne suivent pas le dogme de la toxicité classique⁽²³⁹⁾ mais agissent d'une part à de très faibles doses⁽²⁴⁰⁾ amplifiées par un effet cocktail⁽²⁴¹⁾ et d'autre part à des périodes critiques du développement (gestation en particulier) dont on découvre qu'elles pourraient être responsables de l'apparition de pathologies à l'adolescence et l'âge adulte et qui peuvent se faire sentir sur plusieurs générations (figure 51)

Selon André Picot, créateur de l'Unité de prévention du risque chimique en France, « Certains produits ne sont pas dangereux au départ, mais à l'arrivée ils peuvent être mutagènes et cancérogènes. La fracturation hydraulique est un réacteur chimique extraordinaire : on est face à un circuit fermé, situé à environ 2000 mètres sous le sol, chauffé et sous pression. Ce type de réactions chimiques je ne l'ai vu qu'en laboratoire, mais pas à cette échelle »



Figure 49 : Pourcentage de produits utilisés dans l'extraction des gaz non conventionnels présentant une activité de perturbation endocrinienne.

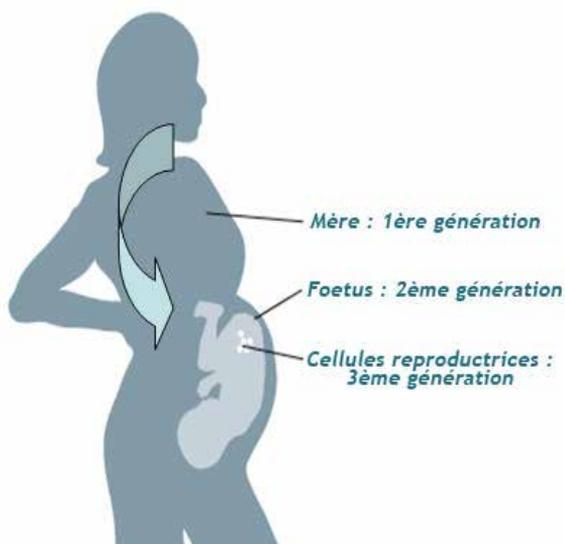


Figure 51 : Effets trans-générationnels des perturbateurs endocriniens. Source : Bernard Turpin - réseau environnement santé - Collectif national médecins santé environnement - CNMSE

4.6. La gestion des eaux résiduelles et des boues de forage

Après avoir été injectés dans les puits de forage, les fluides de fracturation remontent à la surface (*flowback*). Ils représentent entre 20 et 80 % du volume total injecté et sont très chargés en sels, en produits chimiques (ayant servi au fracking), en métaux lourds et, parfois, en particules radioactives⁽²⁴²⁾. Il faut donc stocker et/ou traiter 6 000 à 8 000 m³ d'eau sale par puits (ce qui peut faire 40 000 m³ par puits multiple).

4.6.1. Traitement des eaux résiduelles

Plusieurs solutions sont envisagées par les entreprises d'hydrocarbures pour gérer ces eaux sales.

4.6.1.a La réinjection sous terre, pour un stockage à long terme, dans des puits dits d'injection (90 % des compagnies de forage américaines ont recours à cette méthode - chiffre du *Natural Resources Defense Council*, NRDC). Ces puits sont classés de type II par l'EPA et doivent être contrôlés tous les 5 ans. Il en existe plus de 150 000 aux États-Unis⁽²⁴³⁾. L'injection peut aussi se faire dans des aquifères profonds localisés entre deux niveaux géologiques suffisamment étanches pour empêcher ces eaux polluées de migrer vers la surface, même des dizaines d'années plus tard. L'EPA a délivré plus de 1 500 permis, à travers tout les États-Unis, pour autoriser l'injection des déchets toxiques dans des aquifères qui, à priori, étaient jugés trop profonds, trop sales ou trop éloignés pour fournir de l'eau potable à prix abordable. Le Colorado à lui tout seul compte 1 100 permis. Mais une enquête a révélé que beaucoup de ces aquifères sont relativement peu profonds et certains sont dans les mêmes formations géologiques contenant des aquifères utilisés par les résidents de la ville de Denver. Plus d'une douzaine d'autorisations concernent des aquifères dont les eaux n'auraient même pas eu besoin d'être traitées avant de fournir de l'eau potable⁽²⁴⁴⁾.

4.6.1.b Le stockage sur place dans des bassins de rétention tapissés de membranes spéciales (figure 52 et 53). Ceux-ci peuvent avoir une surface de 2 hectares et une capacité de 40 000 à 70 000 m³. La durée de vie des membranes géotextiles utilisées face à ces eaux potentiellement agressives conditionne l'étanchéité des bassins de rétention et il arrive qu'elles fuient⁽²⁴⁵⁾. Il existe un risque de débordement en particulier en cas de trop plein ou de fortes pluies. Ces bassins sont à ciel ouvert en attente de traitement (ou pas). Des émanations de substances potentiellement nocives (solvants organiques notamment) rejoignent ainsi l'atmosphère et contaminent l'air.



Figure 52 : Bassin de rétention des eaux résiduelles de fracturation hydraulique. Photo : Henry Fair



Figure 53 : Site de forage et bassin de rétention. (Source : <http://www.bouzig-perigord.fr>)

4.6.1.c Le dumping ou rejet des eaux sales telles quelles dans la nature (sur les sols ou dans les rivières) reste la méthode la moins coûteuse pour les compagnies et elles peuvent y avoir recours. Aux Etats-Unis, les eaux usées provenant de l'industrie du pétrole et du gaz ne tombent pas sous le coup de la loi de protection de l'eau *Clean Water Act* (sauf si elles contiennent du diesel) et elles peuvent être déversées dans l'environnement (forêt, chemins de campagne)⁽²⁴⁶⁾ ou sur les routes en hiver pour faire fondre la neige⁽²⁴⁷⁾. De nombreux cas de dumping pratiqués par des entreprises spécialisées dans le stockage et l'élimination de liquides de forages pétroliers et gazières ont été relatés par les médias outre Atlantique⁽²⁴⁸⁾.

4.6.1.d Le traitement des eaux sales. Un faible nombre d'entreprises choisissent d'envoyer ces eaux vers des sites où elles sont traitées avant d'être rejetées dans l'environnement. Le traitement classique est la distillation. Il a comme avantage de produire de l'eau douce qui peut être réutilisée dans la fracturation mais a comme inconvénient de coûter cher et de produire d'ultimes déchets. Ce traitement est donc rarement utilisé pour privilégier le traitement par les infrastructures municipales d'épuration moyennant subvention. Toutefois, des entreprises comme Veolia voient là une nouvelle source de profits, corollaire à celle de l'extraction.

Une étude de chercheurs de l'université de Duke (Caroline du Nord) publiée en octobre 2013⁽²⁴⁹⁾ démontre que les eaux usées des gisements de gaz de schiste de la région de Marcellus contiennent du strontium et du radium (²²⁶Ra). Ces eaux sont traitées par une station d'épuration qui les rejette dans une rivière, une fois le processus terminé. Cependant les taux de ²²⁶Ra dans les sédiments de la rivière au point de rejet ont été 200 fois supérieurs à ceux des sédiments en amont et au-dessus des seuils réglementaires

d'élimination des déchets radioactifs (figure 54). Cet élément radioactif a également été retrouvé, à des concentrations moindres, dans les eaux de la rivière. Les auteurs concluent à l'inefficacité du traitement et mettent en garde contre les risques potentiels pour l'environnement, pour des milliers d'années à venir, en raison de l'accumulation du ^{226}Ra dans les zones de décharge des effluents.

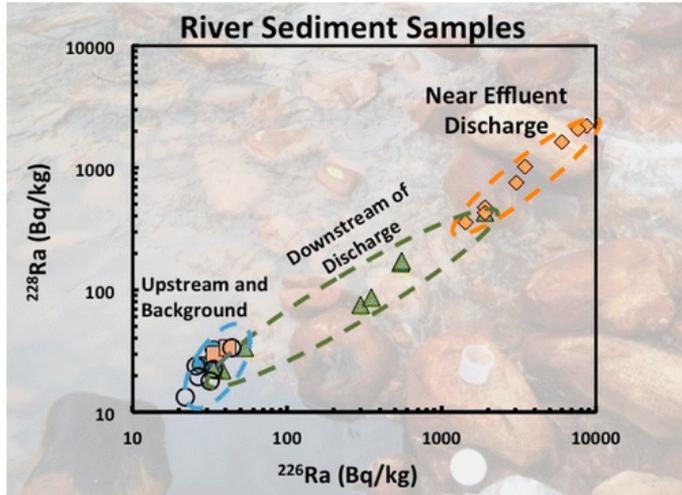


Figure 54 : Taux de ^{226}Ra dans les sédiments de la rivière recevant les effluents des eaux de fracturation hydraulique provenant de Marcellus Shale en Pennsylvanie. (Source : Warner N et al. *Ibid*)

Une enquête menée par le *New York Times* révèle que les eaux résiduelles sont parfois acheminées vers des stations d'épuration n'ayant pas les compétences pour les traiter puis déversées dans des rivières servant au ravitaillement d'eau potable. Or ces eaux sales contiennent des éléments hautement cancérigènes (figure 55) et des taux de radioactivité plus élevés qu'escompté et encore bien plus élevés que les niveaux recommandés par les agences de réglementation de l'eau potable, qui chapeautent les stations d'épurations. Le journal rapporte que beaucoup de scientifiques de l'EPA sont alarmés, affirmant que les eaux résiduelles de forage constituent une menace pour l'eau potable en Pennsylvanie. Leurs préoccupations sont en partie basées sur une étude préparée par un consultant de l'EPA, datant de 2009, qui n'a jamais été rendue publique, qui concluait que certaines stations d'épuration étaient dans l'incapacité de supprimer certains contaminants présents dans les eaux usées et contrevenaient probablement à la loi. C'est également l'avis d'un chercheur canadien qui conclut à l'inefficacité des traitements classiques des eaux usées dans les stations d'épuration municipales pour dépolluer les eaux résiduelles de fracturation; sans compter que les substances chimiques contenues dans les eaux résiduelles de fracturation risquent d'altérer le rendement d'épuration des dites stations. Pour une réelle efficacité du traitement, il préconise l'utilisation de procédés physico-chimiques particuliers qui sont laborieux, coûteux sans compter qu'il nécessite le recours à des produits chimiques⁽²⁵⁰⁾, une solution certainement pas envisageable par les industriels, après au profit, sauf s'il existe une loi qui les y contraint.

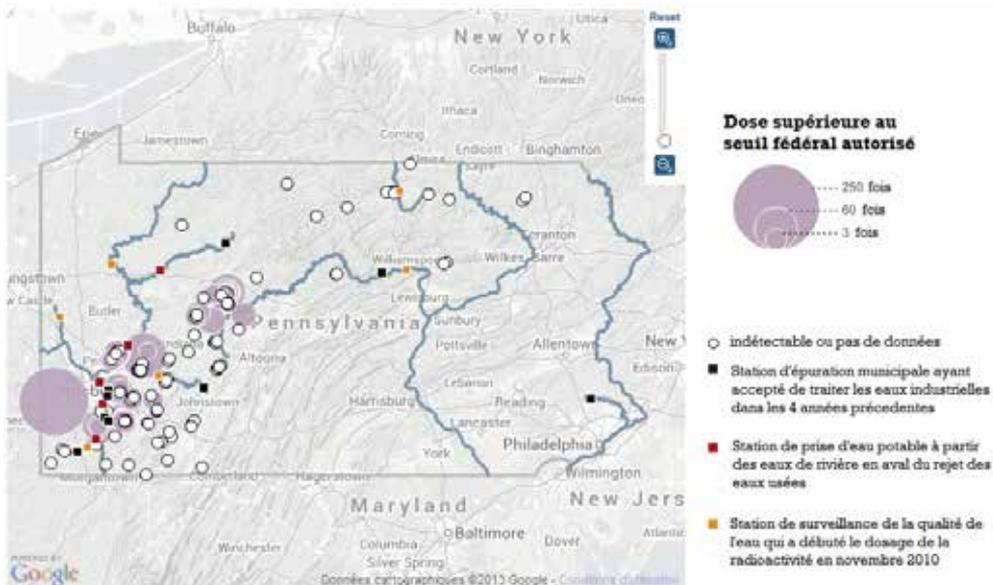


Figure 55 : Cartographie du benzène dans les eaux usées provenant des eaux résiduelles de fracturation des puits de gaz non conventionnels en Pennsylvanie (États-Unis). Sur les 200 puits installés 41 dont l'eau rejetée dépasse la norme autorisée pour l'eau potable en benzène.

4.6.2. Les boues de forage

Les boues de forage constituent un autre déchet contenant d'une part une partie des produits chimiques utilisés et, d'autre part, les débris de roches remontés à la surface lors du forage. Celui-ci peut engendrer jusqu'à 150 m³ de boues résiduelles et 1 000 tonnes de déblais.

Dès leur arrivée à la surface, les déblais de forage sont séparés de la boue. Cette dernière peut être réutilisée pour une nouvelle perforation. Les résidus rocheux, après vérification de leur caractère inerte, sont généralement acheminés vers des lieux d'enfouissement.

Ces boues ne sont donc pas anodines, elles contiennent en plus des adjuvants chimiques injectés au départ, des particules qui peuvent remonter du sous-sol et des nappes phréatiques profondes : métaux lourds, éléments radioactifs. Ces boues peuvent donc être récupérées et réutilisées mais pas indéfiniment; l'ultime déchet restant très chargé en particules particulièrement polluantes. A terme, elles sont stockées sur place pour être soit enfouies, soit traitées⁽²⁵¹⁾.

4.6.3. Qu'en est-il de la gestion de ces eaux en Tunisie ?

D'après l'Office national d'assainissement (ONAS), il y a plus d'une centaine de stations d'épuration (STEP) en Tunisie qui couvre 160 communes (figure 56). Elles sont généralement de faible capacité de volume sauf celles dans les grandes villes. Le volume total des eaux usées générées (domestique, tourisme et industrie) se monte à 548 Mm³/an mais l'ONAS ne peut en traiter que la moitié environ (238 Mm³/an). De plus, les traitements sont basiques (primaire et secondaire). Le traitement tertiaire ne concerne qu'un très faible

nombre de STEP et il n'est pas très poussé. Théoriquement, les industries considérées comme polluantes doivent posséder leur propre station d'épuration mais certains types des traitements mis en œuvre sont inactivés par la toxicité des polluants contenus dans leurs eaux usées ou alors ils ne sont pas fonctionnels à cause de problèmes techniques, de maintenance ou de savoir-faire. Certaines industries rejettent directement leurs eaux sales dans les milieux naturels (mer, oueds...). Les rejets de 75% d'un milliard d'entreprises considérées polluantes par l'ONAS, contiennent des charges polluantes supérieures aux normes tunisiennes⁽²⁵²⁾. Aucune information n'est disponible quant au traitement des déchets issus des activités pétrolières et gazières.



Figure 56 : Parc des stations d'épuration (triangle bleu) en Tunisie. (Source : Ministère tunisien de l'agriculture et de l'environnement - Office national de l'assainissement)

Dans les régions concernées par l'exploitation des hydrocarbures conventionnels, le nombre de STEP est faible et leur capacité de traitement est limitée aussi bien en termes de volume d'eau que de technicité. Elles ont été conçues pour l'assainissement des eaux domestiques (Tableau 17).

Tableau 17 : Nombre de stations d'épuration et leur capacité de traitement (m³/jour) dans les gouvernorats de Kébili, Tataouine et Kairouan. (Source : Office national de l'assainissement, 2012)

Gouvernorat	Communes prises en charge	Population	Nombre de STEP	Capacité traitement (m ³ /jour)
Kébili	3/5	156.000	2	3.130/5.364
Tataouine	2/5	148.000	1	5.430
Kairouan	5/12	569.000	6	552/9.000

Les compagnies pétrolières qui ont annoncé leur intention d'exploiter du gaz de schiste en Tunisie ou celles qui pratiquent déjà la fracturation hydraulique ne communiquent pas sur la gestion qu'elles font des eaux résiduelles. Vu la faiblesse de l'infrastructure des régions concernées, il est impossible que ces compagnies songent à faire traiter leurs eaux sales par les STEP. A priori, ces eaux devraient être récupérées dans des bassins de rétention ou injectées dans des puits de récupération.

4.7. Une variable à prendre en compte: les catastrophes naturelles

L'une des variables rarement prises en compte concerne les catastrophes naturelles. Le 12 septembre 2013, des inondations catastrophiques dévastent les plaines du Colorado (figure 57). Des murs d'eau de 10 mètres font se déplacer de nombreux habitants, des habitations sont détruites, les victimes sont nombreuses. Cet État comprend plus de 45 000 puits d'exploitation de gaz de schiste dont une part importante est noyée dans les flots en laissant le gaz s'échapper dans l'air. Les hangars contenant les produits chimiques utilisés pour la fracturation sont alors dévastés et environ 71 000 litres de produits (y compris les toxiques) se répandent dans la nature. La population est invitée à rester hors de contact des eaux en crue à la suite de craintes de pollution chimique massive causé par les puits de gaz de schiste inondés.



Figure 57 : Inondation de plus de 20 000 puits d'exploitation ds gaz de schiste dans les plaines du Colorado en 2013.

4.8. Coût de la dégradation environnementale

Le concept « coût de la dégradation de l'environnement » est relativement nouveau. Cette idée a commencé à se développer au début des années 1970 avec la prise de conscience internationale du réchauffement climatique et ses enjeux ainsi que la médiatisation des premières grandes pollutions. Depuis, les économies mondiales prennent progressivement la mesure du coût environnemental de l'exploitation des ressources et de la croissance associée au PIB : il s'agit d'une mutation profonde de la perception du développement économique jusqu'alors peu concerné par les impacts environnementaux et basé essentiellement sur un objectif de gain. Selon une étude de la Banque mondiale, le coût de la dégradation de l'environnement en Tunisie était de 2,1% du PIB pour l'année 1999.

Dans la plupart des cas, les projets de développement ne prennent en considération dans le calcul des coûts que les bénéfices financiers, économiques et sociaux (employabilité et pauvreté), alors que les retombées sur l'environnement ne sont pas comptées. Le prix de la dégradation de l'environnement est pourtant réel et susceptible d'engendrer des coûts supplémentaires des externalités non prises en considération au départ.

Les coûts de la dégradation de l'environnement peuvent être considérés comme une perte de bien-être à cause de la dégradation de l'environnement, sans la mise en œuvre de mesures d'atténuation et sans une compensation financière. Cette détérioration n'est pas naturellement intégrée à l'échange marchand. Il faut la réintégrer c'est-à-dire internaliser les effets externes et inclure dans les prix les dégradations environnementales (impact sur le capital naturel, pollution, surexploitation, impact sur la santé humaine et la qualité de vie, etc.) (voir chapitre 3.4). L'évaluation du coût de la dégradation environnementale, en affectant une valeur à l'environnement et aux services écosystémiques qu'il rend, permet une meilleure prise en compte de choix stratégiques, de mesures compensatoires et conservatoires.

4.9. Les “golden rules” : un vœu pieux

En 2012, l'Agence internationale à l'énergie (IEA) a publié des règles d'or pour l'âge d'or du gaz proposant des bonnes pratiques spécifiquement destinées à l'exploitation des hydrocarbures non-conventionnels, et en particulier aux gaz de schistes⁽²⁵³⁾. Les règles proposées par l'IEA mettent l'accent sur la transparence, l'évaluation et le suivi des impacts environnementaux, l'attention portée aux communautés locales, le choix attentif des sites de forage, la prévention des fuites des puits vers les aquifères, le contrôle de la consommation d'eau et le traitement des eaux polluées ou encore la limitation du brûlage de gaz en torchère. Autant de mesures dont le coût moyen devrait être limité à 7 % des coûts opérationnels (figure 58).

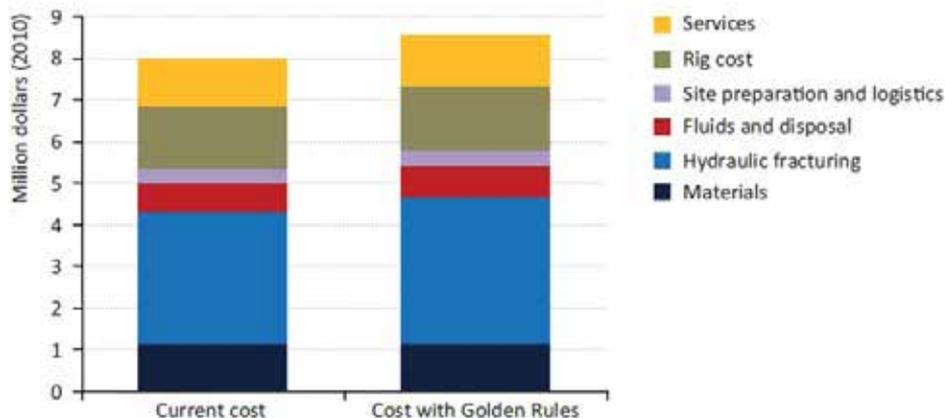


Figure 58 : Impact économique de l'application des règles d'or sur le coût d'un puits profond de gaz de schiste. (Source : IEA 2012)

L'agence juge que si les impacts sociaux et environnementaux ne sont pas pris en compte de façon appropriée, il y a une possibilité tout à fait réelle de voir l'opposition publique aux gaz de schiste et autres hydrocarbures non-conventionnels mettre un terme à la révolution gazière en cours. En définitive, ces règles d'or constituent un moyen de rendre l'exploitation socialement acceptable. Elles restent un vœu pieux tant que les exploitants ne les appliquent pas et que les gouvernements ne mettent pas en place un cadre réglementaire approprié.

5. Aspect Juridique

L'aspect juridique est une composante primordiale de l'équation pour comprendre comment un pays peut considérer le développement d'une industrie hautement controversée en raison de ses risques sérieux pour l'environnement et la santé des populations.

5.1. La législation environnementale aux États-Unis concernant le gaz de schiste

Le système juridique américain comporte des spécificités que l'on ne trouve nulle autre part dans le monde et qui explique en grande partie l'essor de l'industrie du gaz de schiste sur le territoire américain. Appliqué dans la plupart des États, il prévoit que la propriété du sous-sol (et de ses ressources) suit celle du sol, ce qui signifie que le propriétaire foncier peut à la fois prospecter librement son bien et l'exploiter. Par conséquent, le propriétaire est maître des ressources sous-terraines, gaz de schiste compris, et peut donc en disposer comme il l'entend, en vendre les droits d'exploitation, mais aussi en interdire l'exploitation. Cela a pour conséquences le fait que les propriétaires sont plutôt favorables à l'exploitation du gaz de schiste car ils peuvent en retirer un bénéfice économique financier de nature à compenser les inconvénients éventuels, mais ils sont aussi libres de refuser la destruction de leur environnement, selon leurs préférences.

Il existe malgré tout des lois fédérales environnementales (qui peuvent différer d'un état à un autre) que l'EPA⁽²⁵⁴⁾ élabore et a pour mission de faire respecter. Cependant, la lecture minutieuse du document officiel⁽²⁵⁵⁾ regroupant les législations sur la protection des ressources en eau de tous les États concernés par l'industrie des hydrocarbures non conventionnels, révèle que sur 31 États, seuls 21 possèdent une législation spécifique à la fracturation hydraulique, 17 États n'exigent pas des compagnies de lister les produits chimiques rajoutés dans l'eau de fracturation et aucun État n'oblige à préciser les volumes d'eau injectés dans le sous-sol ni ceux récupérés après usage de la fracturation hydraulique⁽²⁵⁶⁾.

Il est important de souligner que l'application de la loi et l'établissement d'éventuelles sanctions ne peuvent se faire que si des contrôles préalables ont eu lieu et ont relevé une infraction ou une violation. Sur ce point précis, les statistiques révèlent que le nombre d'inspecteurs sur site est de loin très inférieur au nombre de puits à inspecter. L'État de Virginie de l'ouest ne possède que 17 inspecteurs pour plus de 55 000 puits. Dans les autres États, le nombre de puits de pétrole et de gaz ne cesse d'augmenter depuis 2004 alors que le nombre d'inspecteurs n'a que très peu augmenté⁽²⁵⁷⁾.

L'une des pierres angulaires du lancement à grande échelle de cette industrie réside dans l'Energy Policy Act (Loi sur l'énergie de 2005), loi adoptée le 29 juillet 2005 par le Congrès des États-Unis et promulguée par le Président George W. Bush le 8 août 2005. Ce texte, présenté par ses promoteurs comme une tentative pour faire face à des problèmes énergétiques croissants, a modifié la politique énergétique des États-Unis en offrant notamment des incitations fiscales et des garanties financières pour une grande variété de sources de production ou d'économie d'énergie. Entre autres particularités, cette loi exempte les liquides utilisés dans le processus d'extraction par fracturation hydraulique

des dispositifs de protection mis en place par le Safe Drinking Water Act (SADAW). En effet, cette année là, sous l'impulsion du vice-président des États-Unis, Dick Cheney, par ailleurs PDG entre 1995 et 2000 de la firme Halliburton, l'une des plus grosses entreprises parapétrolières commercialisant les liquides de fracturation, le Congrès américain a choisi d'exempter la fracturation hydraulique de la régulation imposée par le SADAW sous prétexte que les liquides de fracturation ne contenaient « que » 0,5% d'additifs chimiques. De fait, l'EPA ne peut réguler le processus du fracking en dépit de son impact observé sur l'environnement. Cet épisode est connu aux États-Unis comme le « Halliburton Loophole » ou échappatoire Halliburton⁽²⁵⁷⁾. L'eau de fracturation échappant ainsi à la réglementation SADAW, la production des puits de gaz de schiste augmente considérablement à partir de 2006.

5.2. La législation tunisienne

L'annonce, en septembre 2012, de la prompt intention du gouvernement de signer un contrat avec la société Royal Dutch Shell pour l'extraction de gaz de schiste dans la région du Centre, a soulevé une polémique au sein de la société civile, largement relayée dans les médias. Pour répondre aux craintes de l'utilisation de la technique controversée de la fracturation hydraulique Mohamed Akrouf, PDG de l'ETAP, s'est voulu rassurant en affirmant que cette technique était connue puisqu'elle était déjà utilisée dans le pays. La ministre de l'environnement de l'époque, Mamia El Banna, a alors fait savoir que son ministère, seule autorité à délivrer l'autorisation, n'était pas au courant de ce fait. En effet, par son décret de loi n° 2005 - 1991 du 11 juillet 2005, la loi tunisienne stipule que « *tout équipement ou tout projet industriel, agricole ou commercial dont l'activité est génératrice de pollution ou de dégradation de l'environnement doit être soumis à une étude d'impact environnemental* ». Les autorités compétentes ne peuvent délivrer l'autorisation pour la réalisation de l'unité soumise à l'étude d'impact sur l'environnement qu'après avoir constaté que l'Agence nationale de protection de l'environnement ne s'oppose pas à sa réalisation.

De ce seul point de vue, l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels sur le territoire tunisien constitue une violation de la loi, d'autant plus qu'aucune étude d'impact n'a encore été rendue publique. L'existence de lois ne semble en rien garantir leur application. Si l'on prend l'exemple des lois concernant l'utilisation de l'eau par l'industrie, il existe en Tunisie un *code des eaux* qui comporte de nombreux articles relatifs à l'utilisation des eaux du domaine public et qui précise les conditions d'utilisation de cette ressource naturelle. Le domaine public hydraulique est administré par le Ministre de l'Agriculture. Ainsi, les exploitants doivent utiliser l'eau dans des proportions prévues par la loi (article 58) et aux conditions stipulées dans les articles 81 et 94.

Article 58 : Les concessions sont accordées dans les limites vraisemblables de disponibilité en eau évaluées sur la base des relevés mesures, observations, statistiques et calculs dont dispose l'Administration.

Aucune indemnité ne peut être demandée à l'Etat au cas où le volume effectivement disponible n'atteint pas le volume concédé qui constitue un maximum à ne pas dépasser.

Article 81 : Si les travaux de recherche ou d'exploitation d'une mine, ou l'exploitation d'une carrière à ciel ouvert sont de nature à compromettre la conservation des eaux, l'usage des sources et nappes d'eau qui alimentent la population, l'Administration prend les mesures de tout ordre visant à sauvegarder les prélèvements d'eau déclarés d'utilité publique destinés à l'alimentation en eau des collectivités et l'effet des mesures générales arrêtées à l'intérieur des périmètres d'aménagement des eaux.

Article 94 : Les industriels, utilisateurs d'eau doivent justifier dans leur demande d'installation que les dispositions prévues sont celles qui permettent d'économiser au maximum la qualité d'eau utilisée, d'en préserver au mieux la qualité, et de limiter au maximum la pollution brute déversée.

Le code des eaux comporte des articles fixant la responsabilité des exploitants dans la gestion des eaux usées (articles 110, 113 et 126).

Article 110 : Il est interdit d'effectuer tout dépôt en surface susceptible de polluer, par infiltration, les eaux souterraines, ou par ruissellement, les eaux de surface.

Article 113 : Est interdit, tout déversement ou rejet d'eaux usées et de déchets susceptibles de nuire à la salubrité publique, dans les puits absorbants naturels, puits, forages ou galeries de captage désaffectés ou non.

Article 126 : L'élimination de la pollution est à la charge des utilisateurs et des entreprises, des collectivités publiques, responsables de l'évacuation de leurs déchets dans les eaux.

La Constitution n'intègre que peu de dispositions réglementant les particularités de l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste sur le territoire tunisien. Le code des hydrocarbures, en premier lieu, n'inclut ainsi aucune référence aux énergies non conventionnelles, et laisse de nombreux vides juridiques, en matière de définition des hydrocarbures non conventionnels, de durée de prospection, de régime fiscal, de contrôle des activités, de consultation publique et de protection sanitaire et environnementale⁽²⁵⁸⁾.

L'article 131 du code stipule que : « *Outre les contrôles exercés par les services administratifs compétents et prévus par les dispositions légales et réglementaires en vigueur, les Activités de Prospection de Recherche et d'Exploitation des Hydrocarbures, les bureaux et chantiers où s'exercent ces activités, ainsi que leurs dépendances sont soumis au contrôle des services administratifs compétents pour tout ce qui concerne le respect de la réglementation technique, la conservation des gisements, la sécurité du personnel, des installations, des habitants et des constructions...* ». La loi est très imprécise quant à la procédure de contrôle, les critères de recrutement des contrôleurs. Il n'existe pas de dispositions réglementaires pour fixer les détails.

Dans l'article 133.1 il est dit que : « *Tout travail entrepris en contravention aux dispositions du présent Code et des textes réglementaires pris pour son application peut être interdit par l'Autorité Concédante, sans préjudice des réparations des dommages et des sanctions prévues à l'article 138 du présent code.* " Il s'agit là d'une simple possibilité et non pas d'une obligation. La loi n'est donc pas contraignante.

L'article 136 fait référence à la constatation des infractions et aux sanctions. « *Les infractions aux dispositions du présent Code et des textes réglementaires pris pour son application sont déférées aux tribunaux* ». Il n'est pas spécifié qui peut déposer une

plainte. On peut imaginer qu'il pourrait être question de l'ETAP (titulaire de permis de recherche représentant des intérêts nationaux dans l'énergie et partie prenante dans les projets d'exploration) ou de la Direction générale de l'énergie (qui dispose du pouvoir de superviser). La société civile n'ayant pas accès aux informations, aux documents et aux contrats, elle semble dans l'incapacité d'exercer le moindre contrôle et, à fortiori, de déposer la moindre plainte.

L'article 138 stipule que « *Est puni d'une amende de trois cents (300) à trois mille (3 000) dinars, le titulaire d'un permis de prospection, de recherche ou d'une concession d'exploitation qui omet de déclarer un accident grave ...* » Outre le montant dérisoire et, par conséquent, non-prohibitif de cette mesure, cette dernière ne définit pas ce qu'est un « accident grave » ni ne détermine qui doit prendre en charge le coût de dépollution et de réparation des dommages causés.

A noter que la sanction maximale est fixée à 10 000 dinars par le code actuel des hydrocarbures.

Le fonctionnement de l'instance de contrôle n'est également pas sans poser problème : A l'heure actuelle, il s'agit d'employés de l'ETAP ou de la Direction générale de l'énergie, ce qui place alors l'ETAP dans une situation de conflit d'intérêt évident, à la fois juge et partie. Or seule l'indépendance des contrôleurs peut garantir la neutralité et l'objectivité des organes de contrôle⁽²⁵⁹⁾.

Ce vide et ce flou juridiques qui ne fixent pas de contraintes environnementales est très profitable pour les sociétés pétro gazières (nationales ou étrangères) qui se trouvent alors exemptées de rendre des comptes pour les dommages environnementaux et sanitaires que peuvent causer leurs activités. Ainsi déresponsabilisées, elles peuvent agir en toute impunité au détriment de la qualité de vie de la population tunisienne et en compromettant lourdement les besoins en ressources naturelles des générations futures.

La situation juridique concernant l'exploitation des ressources naturelles est en train de changer dans la Tunisie post-révolution grâce à la refonte d'un certain nombre de codes à inscrire dans la nouvelle constitution promulguée le 27 janvier 2014. Une commission, mandatée par le gouvernement Jomaâ (2013-2014), a été chargée d'amender le nouveau code des hydrocarbures en y introduisant un chapitre sur les hydrocarbures non conventionnels. Un autre code est en cours de modification, celui de *l'Incitation aux Investissements* qui comportait des lacunes juridiques et des zones d'ombres pointées par la Cour des comptes, dans ses derniers rapports. Un premier projet de code avait été préparé par des juristes privés et étrangers. En effet, il avait été fait appel à des cabinets de conseil tunisiens et étrangers comme Ernst & Young, ISTIS et ECOPA pour étudier le cadre actuel. Une expertise technique avait également été apportée par les institutions internationales comme l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), la Banque européenne d'investissement (BEI), la Conférence des Nations Unies sur le Commerce et le Développement (CNUCED), le tout financé par le groupe de la Banque mondiale, Société financière internationale (SFI/IFC), malgré le fait que cette dernière est actionnaire dans plusieurs sociétés établies en Tunisie⁽²⁶⁰⁾, soulevant ainsi un nouveau problème de conflit d'intérêt. Étonnamment, le projet de code avait d'abord été présenté à l'Assemblée nationale française, lors d'une réunion qui a rassemblé de grands bailleurs de fonds internationaux, et ce avant même qu'il ne soit déposé au bureau de l'ANC

en Tunisie⁽²⁶¹⁾. Il faut dire que l'Agence française de développement figure parmi les plus gros donateurs de la Banque mondiale à laquelle la Tunisie avait demandé un prêt. D'ailleurs, pour faire pression, la troisième tranche de ce prêt avait été gelée et son déblocage conditionné par l'approbation du nouveau code de l'investissement par les députés de l'ANC. Un chantage en bonne et due forme auquel les parlementaires tunisiens n'ont pas cédé, le projet de code comportant des articles de loi menaçant la souveraineté nationale notamment sur les terres agricoles. A l'heure actuelle, il est toujours en cours de modification ou en attente d'une assemblée plus docile !

En matière d'énergie, la nouveauté consiste en l'article 13 de la Constitution qui stipule que : « *Les ressources naturelles sont la propriété du peuple tunisien, la souveraineté de l'État sur ces ressources est exercée en son nom. Les contrats d'exploitation relatifs à ses ressources sont soumis à la commission spécialisée au sein de l'Assemblée des représentants du peuple. Les conventions ratifiées au sujet de ces ressources sont soumises à l'Assemblée pour approbation* ». L'octroi constitutionnel de la décision aux représentants du peuple quant aux ressources naturelles constitue une avancée indéniable puisqu'il tranche radicalement avec la situation antérieure où les décisions se prenaient dans la plus grande opacité, visiblement sans considération aucune pour les intérêts nationaux à l'instar du cas British Gas précédemment explicité.

Dans la nouvelle version de la Constitution, on peut constater qu'il n'y a pas de franche évolution en matière de droit environnemental par rapport à l'ancienne version. L'article 46 réaffirme que « l'État garantit le droit à un environnement sain et équilibré et la participation à la sécurité du climat. L'État se doit de fournir les moyens nécessaires à l'élimination de la pollution environnementale ». Mais il s'agit là d'une loi générale qui trace les contours sans en dessiner les détails⁽²⁶²⁾ et qui met en évidence une autre lacune juridique, celle du principe de la responsabilité de l'État.

5.3. La Tunisie et les conventions internationales

La Tunisie sous Ben Ali a fait de l'environnement un prétexte pour décorer la vitrine et pouvoir ainsi prétendre à des aides internationales sur de nombreux projets de conservation d'écosystèmes menacés (Ichkeul⁽²⁶³⁾), de restauration de zones polluées (projet Taparur à Sfax⁽²⁶⁴⁾) et de lutte contre la pollution marine (projet MEDPOL⁽²⁶⁵⁾). Pour mieux justifier de ces aides, de nombreuses conventions internationales ont été signées et ratifiées. Pourtant, la Tunisie se trouve en contradiction avec la Déclaration de Rio, qui introduit le principe de précaution, et avec le Traité de Kyoto, sur le réchauffement climatique, que le gouvernement tunisien a signés et ratifiés.

Déclaration de Rio (1992) - Principe 15 : Le principe de précaution formulé pour la première fois en 1992 : « *En cas de risques de dommages graves ou irréversibles, l'absence de certitude scientifique absolue ne doit pas servir de prétexte pour remettre à plus tard l'adoption de mesures effectives visant à prévenir la dégradation de l'environnement* ». Principe 17 : « *Une étude d'impact sur l'environnement, en tant qu'instrument national, doit être entreprise dans le cas des activités envisagées qui risquent d'avoir des effets nocifs importants sur l'environnement et dépendent de la décision d'une autorité nationale compétente.* » La Tunisie a signé le 13 juin 1992 la Convention de Rio et l'a ratifiée le 15 juillet 1993.

Protocole de Kyoto sur la réduction des émissions de gaz à effets de serre (2002) : la Tunisie a ratifié ce protocole le 22 janvier 2003. A noter que les États-Unis se sont refusés à le signer et le Canada, qui l'avait ratifié en 2002, s'est retiré en 2012.

Convention de Copenhague 2009 sur la réduction des émissions de gaz à effets de serre: la Tunisie s'est associée à l'accord sur cette convention en 2010.

Convention d'Aarhus sur la participation du citoyen à la prise de décision : La Tunisie n'a pas signé la convention d'Aarhus.

6. Lobbying & Communication des sociétés transnationales du pétrole et du gaz

“In a time of deceit, telling the truth is a revolutionary act”

George Orwell

6.1. Les annonces des multinationales et du gouvernement - Indépendance énergétique de la Tunisie (transition et énergies alternatives)

La Tunisie a commencé l'extraction de ses ressources fossiles dès les années 60. Selon les données du ministère de l'industrie⁽²⁶⁶⁾, le pays était excédentaire sur le plan énergétique jusqu'à la fin des années 90, date à laquelle la tendance s'est inversée. Le débat « national » sur l'énergie, en juin 2013, médiatisé après coup, dresse le constat : la production décline alors que la consommation augmente. En effet, la consommation énergétique a doublé entre 1900 et 2012 et la part du gaz a également doublé, au détriment du pétrole, probablement en conséquence de la politique d'incitation à la consommation du gaz au cours des années 2000. Pour redresser la barre, le ministère mise sur l'application d'une stratégie à l'horizon 2030 qui permettrait de réaliser l'autosuffisance et de garantir l'approvisionnement du pays. L'État préconise la rationalisation de la consommation énergétique, le développement de l'industrie des ressources fossiles, l'impulsion des énergies renouvelables et la connexion électrique avec les pays voisins⁽²⁶⁷⁾. On annonce la création d'un fonds de transition énergétique d'un capital initial de 100 millions de dinars pour financer les projets soutenant l'économie d'énergie et promouvant les énergies renouvelables (solaire et éolien)⁽²⁶⁸⁾. L'Union européenne soutient activement la stratégie puisque l'Allemagne suit de très près les évolutions du pays dans cette direction. Mais le renouvelable ne représenterait qu'au maximum 30% du mix énergétique (25% selon l'EIA et 12% selon d'autres sources⁽²⁶⁹⁾) ; ce qui impose à l'État de diversifier ses sources énergétiques et il ne fait pas de doute que le gaz et le pétrole de schiste sont dans l'équation du gouvernement. Selon le ministère de l'industrie, les ressources non conventionnelles sont présentées comme une source potentielle, si les réserves sont prouvées, mais dans le cas contraire, c'est le charbon qui serait visé dès 2023. Ainsi, d'après l'État tunisien, les réserves de pétrole et de gaz de schiste ne sont pas encore prouvées. Ce discours officiel coïncide avec celui de certains professionnels tunisiens du domaine, qui s'expriment dans les médias en affirmant qu'il n'y a ni exploration ni exploitation de gaz de schiste en Tunisie⁽²⁷⁰⁾. Compte tenu du temps requis pour effectuer les explorations nécessaires à l'évaluation des ressources et à la rentabilité de leur extraction (souvent entre 10 et 15 ans), il serait fort peu probable que le gaz de schiste puisse véritablement jouer un rôle dans le mix énergétique tunisien à l'horizon 2030.

A moins que l'État ne cherche à cacher le fait qu'il est plus avancé qu'il ne l'avance. Des indices concordants font en effet tinter la cloche d'un son différent. Ainsi que cela a été présenté dans le chapitre 2 de ce rapport, il existe de nombreuses études, planifications et déclarations émanant des compagnies étrangères elles-mêmes ou d'analystes spécialisés qui prouvent que les compagnies pétrolières sont largement plus avancées que le gouvernement ne le laisse entendre. Des compagnies opérant en Tunisie (Cygam, Serinus,

Perenco, Shell, ENI...) communiquent sur leurs projets même si certaines d'entre elles ont visiblement été briefées pour s'aligner sur le discours officiel. Pour exemple, le *relooking* du site Internet de Perenco Tunisie, qui semble avoir profité de cette mise à jour pour faire disparaître des informations relatives aux opérations de fracturation hydraulique.

De plus, et malgré la révolution, la Tunisie est reconnue comme l'un des pays les plus stables de la région pour développer cette industrie⁽²⁷¹⁾. Les intentions des compagnies étrangères sont claires et elles communiquent sur le sujet. La Tunisie est leur prochain terrain de « jeu ». Elles n'attendent que le feu vert du gouvernement.

6.2. Politique et responsabilité environnementale et sociale des compagnies pétrolières et gazières

La notion de responsabilité sociale des entreprises, née dans les années 50 et théorisée dans les années 70, est de plus en plus présente dans le discours des entreprises. Plus de 65% des grandes entreprises dans le monde ont produit un rapport de responsabilité sociale en 2005. L'environnement et la consultation de parties intéressées semblent être devenus les pierres angulaires de la culture organisationnelle des entreprises. C'est en tout cas ce que chacune d'elles affirme dans son discours. La pratique laisse pourtant la place à une réalité bien différente. Une étude sur les compagnies pétrolières démontre que, d'une part, elles ne mettent pas en place de véritables programmes de gestion des risques et, d'autre part, elles se dégagent de leur responsabilité en cas d'accidents⁽²⁷²⁾.

Dans un autre registre, la compagnie pétrolière Chesapeake Energy a été accusée par les autorités locales de la ville de Fort Worth (Texas) de les léser en rognant sur les redevances (royalties) qu'ils s'étaient engagés à payer à la ville, prétextant des frais, toujours plus élevés, de post-production. Cette pratique semble être récurrente chez Chesapeake car aujourd'hui la compagnie doit faire face à de nombreuses plaintes dans cinq États américains différents⁽²⁷³⁾.

Dans la politique environnementale de Shell, figure la réalisation d'études d'impact au début de tous les projets qu'elle met sur pied et le suivi rigoureux en cours d'exploitation. Pour le cas de son projet en Tunisie, et si cette étude a été faite, elle n'est pas disponible pour le grand public ; ce qui est en flagrante contradiction avec leur prétendue politique de transparence. Sans surprise, plus de 61 000 internautes ont déclaré la compagnie, vainqueur du prix *Pinocchio 2014*, une anti-récompense qui épingle chaque année les entreprises les moins vertueuses en matière de protection de l'environnement et des droits sociaux⁽²⁷⁴⁾.

Il faut souligner le fait que la législation du pays dans lequel exercent les compagnies conditionne leur façon d'agir et leur marge de manœuvre en cas de contentieux. Le fait que la loi semble incapable d'obliger les compagnies pétrolières responsables à rendre des comptes, notamment en cas de pollution générée, constitue une grave lacune dans le système de protection. Dans l'affaire de la contamination par Shell du delta du Niger, une décision du tribunal de la Communauté Economique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) a fait date lorsqu'il a estimé que le Nigeria n'avait pas convenablement régulé les activités des compagnies pétrolières et leurs impacts négatifs⁽²⁷⁵⁾.

6.3. Transparence et corruption

Le fait le plus flagrant lorsqu'il est question de manque de transparence dans l'univers de l'industrie des énergies «extrêmes» est le « *trade secret* » concernant les composés chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique. Ces adjuvants sont en effet protégés par la même loi qui protège les formules secrètes des entreprises (comme la formule du Coca Cola par exemple).

Une étude⁽²⁷⁶⁾ a été réalisée, en 2013, par un groupe d'investisseurs américains auprès de 24 compagnies pétrolières, opérant la fracturation hydraulique, sur le suivi de 32 indices de transparence concernant 5 domaines de gestion du risque : les composés chimiques, l'eau et le traitement des déchets, les émissions atmosphériques, l'impact social, la gestion et la responsabilisation des compagnies. Les auteurs de l'étude concluent au manque de transparence généralisé des informations publiquement disponibles, ce qui ne permet pas de confronter le règlement interne des compagnies à leur pratique effective. Mais les industriels l'ont bien compris, leur manque de transparence nuit à leur image de marque et compromet leur acceptation sociale. Lorsqu'une major a affirmé être prête à dévoiler la liste des composés chimiques ajoutés à l'eau de fracturation⁽²⁷⁷⁾, un mois plus tard, une proposition de loi a été déposée au Sénat de Caroline du Nord pour que la révélation de la composition chimique soit considérée comme une fraude (*felony*)⁽²⁷⁸⁾. De plus, l'Université d'Harvard a récemment publié une étude où elle pointe du doigt le site Internet, FracFocus, sur lequel les industriels divulguent des informations incomplètes et peu fiables concernant les produits chimiques qu'ils utilisent⁽²⁷⁹⁾.

En Tunisie, l'ETAP ne communique pas sur les quantités de pétrole et de gaz produites par les compagnies étrangères et encore moins sur les revenus qu'ils en tirent. Des députés de l'Assemblée nationale constituante (ANC) et de nombreux économistes indépendants ont demandé, en vain, à ce que soit réalisé un audit financier du secteur des hydrocarbures dans le pays. Plus de 100 députés de l'ANC avaient signé une pétition pour interroger le nouveau chef du gouvernement, et ancien ministre de l'industrie, sur la corruption financière et administrative dans les secteurs du pétrole et des mines avant et après son entrée en fonction. Malheureusement, cette pétition semble avoir disparu ! Une mission de contrôle, effectuée par la Cour des comptes, couvrant la période 2007-2010, a mis en évidence de nombreux dysfonctionnements, non seulement au sein de l'ETAP mais également au sein de la Société d'électricité et de gaz (STEG). En effet, plusieurs manquements ont été relevés comme le non-respect des programmes établis (et même de la loi dans certains cas), l'absence d'activités contractuelles, le manque de transparence, le manque flagrant de contrôle et la gestion désastreuse à tous les niveaux qui privent l'état de rentes substantielles, freinant ainsi l'essor de l'activité gazière et conduisant à une déperdition de 11 % de la production gazière nationale. De plus, il a été établi que le gaz et le pétrole continuent à être pillés par les sociétés étrangères⁽²⁸⁰⁾ à l'instar de British Gas.

Sous le régime de Ben Ali, il a suffisamment été martelé aux Tunisiens que le pays ne possédait pas de ressources naturelles pour que cela devienne, dans leur esprit, une vérité indiscutable. Mais, dans ce cas, comment expliquer qu'il y ait autant de compagnies étrangères qui exploitent les ressources pétrolières et minières tunisiennes ? Ce mensonge institutionnalisé, dont certains ont su tirer profit, a maintenu tout un peuple dans une méconnaissance absolue du potentiel du pays sans qu'il ne songe à bénéficier de ses retombées économiques. Aujourd'hui, le discours a changé, le dialogue est plus ouvert mais les vérités semblent orientées. Le nœud du problème serait le déclin d'hydrocarbures,

imposant alors les énergies non conventionnelles comme unique planche de salut. Mais les tunisiens commencent à découvrir qu'ils ont des gisements d'or, de cuivre⁽²⁸¹⁾ et de zinc⁽²⁸²⁾; que leur sable est d'une pureté en silice de 98%⁽²⁸³⁾; qu'ils ont de l'uranium⁽²⁸⁴⁾, des carrières de marbre d'une qualité exceptionnelle et que les terres seraient largement plus productives si elles étaient gérées différemment... Autant d'autres sources possibles de richesses à exploiter pour alimenter les caisses de l'état.

Ainsi que mentionné plus haut, la communication du gouvernement sur les questions relatives au gaz de schiste est très contradictoire et ambiguë. Au sein de l'ETAP, la discrétion est de mise. Des mots d'ordre circulent pour que rien ne transpire. De plus, l'accès aux données est très difficile malgré le décret-loi 41 (Marsoum 41) qui, théoriquement, permet aux citoyens l'accès aux informations (open gov) via un site internet⁽²⁸⁵⁾. De vaines requêtes, concernant des détails sur le déficit généré dans le secteur des hydrocarbures, ont été adressées par des citoyens au Ministère des finances et à l'ETAP. Un débat national sur l'énergie dans différentes régions du pays a été lancé en 2013 par le ministère de l'industrie, sans que les dates et les lieux de ces rencontres n'aient été communiquées à l'avance, ni sur le site officiel du ministère, ni sur les principaux médias sociaux. Seules des associations et des personnes sélectionnées ont pu y assister. De plus, le jour même du lancement du débat, le Secrétaire d'État aux énergies et mines a déclaré que le projet de loi sur les énergies renouvelables était fin prêt, rendant ainsi inutile tout débat sur la question.

Suite à la révolution, de nombreuses affaires de corruption et d'évasion fiscale ont plané et planent encore sur l'industrie pétrolière et gazière en Tunisie et sont questionnées sur la place publique. Les agences de l'État qui gèrent les ressources naturelles (ETAP, DGE Direction générale de l'énergie, Office des mines, Ministère de l'industrie, DGM Direction générale des mines) sont dans la ligne de mire de plusieurs journalistes et organisations de la société civile. Cette dernière s'est organisée en associations pour tenter de lever le voile sur ces affaires et demander plus de transparence et de bonne gouvernance. Toutefois, il existe très peu de journalisme d'investigation. La presse doit elle-même faire face à des pressions qui l'empêchent d'acquiescer sa liberté d'expression. En septembre 2012, des journalistes ont été interdits d'entrée par les organisateurs d'un sommet sur le gaz de schiste organisé dans un hôtel d'Hammamet⁽²⁸⁶⁾. Alors que certains journaux ouvraient leurs tribunes à des experts qui présentaient les dangers de cette exploitation⁽²⁸⁷⁾, on assiste aujourd'hui à un retournement de situation de ces mêmes médias qui instruisent sur l'étendue des retombées économiques positives de ces ressources non conventionnelles tout en minimisant les conséquences environnementales et sanitaires de leur exploration et exploitation⁽²⁸⁸⁾.

Dans la nouvelle Constitution tunisienne, l'article 13, relatif à la gestion des ressources naturelles par l'état mentionnait, dans sa version initiale, « *l'obligation de la publication des contrats après leur approbation par l'Assemblée Nationale* ». Cette mention a été supprimée dans la version finale du texte constitutionnel. De nombreuses pressions ont été exercées sur les députés, notamment par des personnes portant les intérêts des entreprises pétrolières, pour qu'ils retirent la partie « gênante » du texte⁽²⁸⁹⁾. Chafik Zerguine, président de la Commission de l'énergie de l'ANC, l'a même dénoncé en pleine assemblée. A cette même période (2014), la dite Commission venait d'émettre un avis défavorable quant au renouvellement, entre autres, du permis Amilcar (concessions Miskar et Hasdrubal) détenu par British Gas⁽²⁹⁰⁾ et de rejeter les demandes de permis

de recherche Borj El Khadra, Baguel (permis Douz) et El Franig (permis Médenine) en raison de nombreuses infractions légales et financières⁽²⁹¹⁾ et en l'absence de contrôle et d'audit⁽²⁹²⁾.

Quoiqu'il en soit, aujourd'hui l'attribution de permis de recherche, d'exploration et d'exploitation de pétrole, de gaz ou de minerais ne peut se faire sans l'approbation de l'Assemblée nationale alors qu'auparavant ce rôle revenait exclusivement au Comité consultatif des hydrocarbures. Cependant, cette prérogative ne concerne pas les trois premières prolongations de contrats déjà établis. Ainsi, de nombreux permis de recherche d'hydrocarbures conventionnels ont été reconduits, sous le gouvernement de la Troïka, avec parution au journal officiel, en décembre 2014, sans qu'ils aient été approuvés par l'ANC⁽²⁹³⁾.

6.4. Les actions de lobbying

Un lobbying intensif est exercé par les compagnies pétrolières auprès des décideurs politiques. Aux États-Unis, Dick Cheney personnifie parfaitement l'interpénétration de ces deux sphères aux intérêts convergents, jonglant entre ses fonctions politiques : Secrétaire d'État à la défense puis Vice-Président, et privées : PDG d'Halliburton). Harold Hamm, un milliardaire qui a fait fortune dans le pétrole de schiste, est le conseiller du candidat républicain Mitt Romney pour les questions d'énergie. Le puissant Institut américain du pétrole, présidé par Jack Gerard, un proche de Romney, fait également activement campagne. Ces faits démontrent l'étroite accointance des politiciens et de l'industrie pétrolière qui n'est d'ailleurs pas spécifique aux mandats républicains. Le nouveau secrétaire d'État à l'énergie de l'administration Obama, Ernest Moniz, avait publié, dans le cadre de ses anciennes fonctions de chercheur au sein de la Massachusetts Institute of Technology (MIT), une étude en faveur de l'extraction des énergies non conventionnelles alors qu'il possédait des intérêts financiers dans le secteur du gaz⁽²⁹⁴⁾.

Dans certains cas observés dans ce secteur, la frontière entre lobbying et corruption se révèle particulièrement mince. En effet, selon *le New York Times*, le gouverneur républicain de Pennsylvanie, Tom Corbett aurait reçu 1 million de dollars de dons de la part des groupes pétroliers. En contrepartie ceux-ci étaient assurés de ne pas payer de taxe pour extraire le gaz⁽²⁹⁵⁾.

Dans un rapport de 2012 sur le lobbying⁽²⁹⁶⁾, il est mentionné que Shell a dépensé 800 000 dollars durant le premier trimestre de 2009 pour influencer la réglementation américaine sur le climat. En effet, cette compagnie, à l'instar d'autres, fait partie de l'United States Climate Action Partnership, qui réclame des réductions de l'émission des gaz à effets de serre. Cette organisation a poussé à ce que la législation sur la sécurité des industries propres (American Clean Energy Security) soit en faveur des industriels.

A Bruxelles, l'Union Européenne subit des pressions très similaires. Les tentatives des industriels pour empêcher la Commission européenne de légiférer sur le sujet ont systématiquement été récompensées, tous les projets de lois en lien avec les hydrocarbures non-conventionnels ayant été rejetés en dernier recours par les Etats Membres pro-gaz de schiste (Grande-Bretagne, Pologne, Hongrie, Roumanie...), sur les conseils appuyés de leurs industries pétrogazières⁽²⁹⁷⁾. Dans certains cas, l'industrie a même été jusqu'à créer et financer des associations environnementalistes fantômes (pratique connue sous le nom

d' « *astroturfing* ») pour mieux faire passer l'idée que la société civile n'est pas opposée à l'extraction des ressources non-conventionnelles ; espérant ainsi pouvoir influencer le vote des députés européens⁽²⁹⁸⁾.

Des rapports de Corporate Europe Observatory⁽²⁹⁹⁾ et Friends of the Earth Europe⁽³⁰⁰⁾, cartographient l'action des lobbyistes dans la bataille des gaz de schistes au sein de l'Union Européenne n'hésitant pas à faire appel à des agences de lobbying professionnelles ou des groupes de réflexion (« think tank »). La stratégie de communication mobilise des millions d'euros chaque année en repas, cocktails, voyages, financements pour la recherche afin de convaincre leurs cibles. Ces dernières sont autant les décideurs économiques et politiques que les scientifiques, le milieu de la haute finance ou les journalistes, tout en écartant les représentants des organisations de la société civile. En France, trois journalistes couvrant le secteur de l'énergie, pour *Le Monde*, *Le Point* et *L'Usine nouvelle*, sont allés au Texas, aux frais de TOTAL, visiter les installations de son partenaire américain Chesapeake⁽³⁰¹⁾. Dans le monde de la recherche scientifique, il n'est pas rare que des études soient financées par des fondations proches de compagnies pétro gazières.

Le grand public est aussi ciblé par des spots publicitaires et des campagnes de sensibilisation particulièrement partisans. Le discours tenu tente de minimiser l'importance des risques de l'extraction du gaz de schiste en délivrant des semi-vérités comme le fait qu'il n'y aurait « absolument aucune différence » entre l'extraction des gaz de schiste et des gaz conventionnels ou que si le moindre risque de pollution existait, ils ne foreraient pas. Certes leur composition chimique est similaire, mais le point crucial, c'est qu'on utilise une technique d'extraction différente qui comporte des risques sanitaires et environnementaux importants, voire inévitables⁽³⁰²⁾.

D'autres entreprises gazières essaient de rassurer l'opinion publique et convaincre la Commission Européenne de l'innocuité des liquides de fracturation en affirmant que les mêmes substances sont utilisées dans les produits domestiques (figure 59) ou des produits de l'industrie agro-alimentaire⁽³⁰³⁾, rappelant non sans cynisme que l'acide chlorhydrique est une substance naturellement présente dans l'estomac⁽³⁰⁴⁾ !

Selon la compagnie pétrolière, le nombre d'additifs chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique varie considérablement. Certaines sociétés affirment utiliser moins de 10 produits, négligeant même de citer des biocides. Si cette dernière information était exacte, il faudrait craindre une contamination microbiologique des écosystèmes aquatiques et du sol, lors de la remontée du fluide de fracturation. Or il est reconnu que les bactéricides sont l'un des constituants majeures du liquide de fracturation. Les informations concernant les composés chimiques des liquides de fracturation sont mensongères !

Composé	Utilité	Usage courant
Acides	Dissout les minéraux, préfracture la roche	désinfectant pour piscine
Chlorure de sodium	Retarde la rupture du gel	Sel de table
Polyacrylamide	Minimise la friction entre le fluide et le tube	Traitement de l'eau, conditionnement des sols
Ethylène Glycol	Antirouille	Antigel, nettoyeurs domestiques
Sels de Borate	maintient la viscosité des fluides à température élevée	poudre de lessive savon, cosmétiques
Carbonate de Sodium/Potassium	Maintient l'efficacité d'autres composés	Détergent, savon, verre, céramique. adoucisseurs, bicarbonate
Glutaraldéhyde	Bactericide	Désinfectant, stérilisant d'équipements médicaux et dentaires
Gomme Guar	Epaississeur	Epaississant, crème glacée, dentifrices, sauces
Acide citrique	Prévient la précipitation des oxydes métalliques	Additifs alimentaires, jus de citron
Isopropanol	Augmente la viscosité du fluide	Nettoyant pour vitres, antiperspirant, teinture pour cheveux

Source: DOE, GWPC. Modern Gas Shale Development in the United States: A Primer (2009).

Figure 59 : Communication des compagnies gazières sur les composés chimiques contenus dans les liquides de fracturation. (Source : Modern gas Shale Development in the United States, A primer, 2009t)

De nombreuses campagnes publicitaires de « *greenwashing* » sont par ailleurs menées pour faire apparaître le gaz de schiste comme un gaz propre et moins coûteux tout en dénigrant les énergies renouvelables. La combustion du charbon émet moitié plus de CO₂ (dioxyde de carbone) que le gaz naturel (méthane, CH₄) (voir chapitre 4.2.2). Cette vérité scientifique a été utilisée comme argumentaire par les industriels du gaz pour faire passer le gaz comme une option énergétique favorable au climat dans un avenir moins carboné. Cependant, seulement la moitié de la vérité est dite, cette affirmation mettant volontairement de côté les émissions fugitives de méthane provenant de la filière du gaz de schiste et qui seraient approximativement de 2 à 6 fois plus importantes que celles associées au charbon et de 4 à 13 fois plus élevées que celles calculées pour le diesel⁽³⁰⁵⁾. D'ailleurs, le Département de protection de l'environnement de l'état de Pennsylvanie, probablement sous influence politique, a tenté d'éliminer d'un rapport la référence à une étude scientifique conduite par l'Université de Cornell prouvant que l'industrie du gaz de schiste serait encore plus nocive pour le climat que la production du charbon⁽³⁰⁶⁾.

Cette campagne de communication savamment tissée ne peut pas étonner puisque l'Association américaine du gaz a engagé, en 2009, l'agence de relation publique Hill & Knowlton pour ses relations de presse ; la même agence engagée par les fabricants de cigarettes il y a quelques décennies afin de dissiper l'idée que le tabac était dangereux !

7. Mobilisation de la société civile et Position des Etats

7.1. Mobilisation citoyenne, dans le Monde, en Europe, au Maghreb, en Tunisie

« La résistance n'est jamais futile » Sandra Steingraber⁽³⁰⁷⁾

Le refus de la technique d'extraction du gaz et pétrole de schiste s'internationalise et la mobilisation ne cesse de grandir. L'opposition forte et croissante du public est de plus en plus régulièrement présentée comme la principale entrave au développement du secteur, notamment aux Etats-Unis, preuve que la mobilisation anti-fracking grandit et se fait de plus en plus visible et active. Elle prend même une telle ampleur qu'elle inquiète les acteurs du secteur pétrolier et gazier ainsi que leurs alliés politiques. Aux Etats-Unis, le FBI cible ainsi les activistes comme des terroristes⁽³⁰⁸⁾ et va jusqu'à les mettre en prison malgré l'absence de charge valable.⁽³⁰⁹⁾ En Europe, l'ancien secrétaire général danois de l'OTAN, Anders Fogh Rasmussen, a publiquement accusé les mouvements protestataires d'être financés par le gouvernement russe⁽³¹⁰⁾. Certaines personnalités politiques ou du monde du spectacle (figure 60) se prononcent ouvertement contre le fracking et renforce l'opinion publique. Des films comme « *Promise land* » de Gus Van Sant ou, mieux encore, « *Gasland* » de Josh Fox alimentent le débat et attisent la polémique. Les nombreuses stars du collectif *Artists Against Fracking*, fondé par Yoko Ono et son fils Sean Lennon, se mobilisent en chanson contre la fracturation hydraulique⁽³¹¹⁾.



Figure 60 : l'acteur Max Ruffalo (à droite) soutient les manifestants d'une campagne anti-fracking à New York en 2011⁽³¹²⁾.

Photo : Yana Paskova - New York Times

Au fur et à mesure que les puits sont forés, les témoignages se recourent, les arguments des industriels sont démontés, les plaintes se multiplient et des procès se gagnent. Le discours écologiste se fait de plus en plus convaincant à mesure que les études scientifiques confirment les constats initiaux. Partout où il est question d'extraire des hydrocarbures non conventionnelles, les communautés, des citoyens se sont mobilisées ou commencent à le faire.

Dans de nombreux pays européens, la résistance contre le fracking émerge à l'échelle locale, dans des communautés rurales, en organisations citoyennes informelles. Puis, afin de mieux organiser la résistance, des réseaux se créent ; l'ensemble étant très soutenu par les ONG environnementalistes, des plus petites aux plus importantes. De ces groupes de militants, il en existe dans pratiquement tous les pays concernés par l'industrie du « non conventionnel ». Les réseaux sociaux constituent un vecteur de communication très efficace, avec des échanges de données, des actions de solidarités transfrontalières. De nombreux universitaires, géologues, toxicologues, des juristes, d'anciens ingénieurs des mines ont rejoint cette mobilisation sans précédent dans l'histoire mondiale des mouvements sociaux. Pour contrer les arguments des industriels, s'est constitué un savoir partagé, sans cesse enrichi par la surveillance que ces citoyens militants entretiennent constamment.

Du côté des citoyens ordinaires, des ruraux pour la plupart, la résistance- peut être parfois musclée. Des noms comme Barton Moss⁽³¹³⁾ ou Balcombe⁽³¹⁴⁾ en Angleterre, Zurawlow en Pologne et Pungesti⁽³¹⁵⁾ en Roumanie, sonnent comme des faits d'armes. Cette résistance reste déterminée comme, tout récemment, à Ain Salah⁽³¹⁶⁾ en Algérie, où les autorités, à l'heure où ces lignes sont écrites développent des montagnes d'ingéniosité langagière pour se sortir d'une crise née de leur incapacité à prendre en compte l'opinion des populations. En France, plus de cent collectifs de citoyens se sont mobilisés, dans le Sud, région visée par d'énormes permis de recherches, dans l'Est parisien, en Dordogne, et désormais dans le Nord et le Nord-Est, où, dans les anciens gisements de charbon, c'est le gaz de couche de charbon (*coal bed methan*) qui fait l'objet de convoitises. Selon ces collectifs et les ONGs, la loi du 13 juillet 2011 n'a pas de sens. Elle interdit la fracturation hydraulique mais ne dit rien sur l'exploration et l'exploitation de ces hydrocarbures « extrêmes ». Elle ouvre même la porte à l'expérimentation d'autres techniques et une très grande partie de la classe politique française reste attachée à l'idée qu'on trouvera à terme une solution acceptable pour extraire du gaz de schiste.

Aux Pays-Bas, plus de 220 municipalités et une majorité de provinces se sont déclarées « frackfree » : opposées à la fracturation hydraulique. Mais les décisions des collectivités locales peuvent être supplantées par celles de l'autorité nationale. Cependant, cette pression additionnée à celle exercée par les entreprises de boissons (eaux, bières, sodas), qui craignent pour la qualité des nappes phréatiques, a poussé le gouvernement à instaurer un moratoire qui prendra fin à la fin de son mandat, en mai 2017. En Espagne, une initiative similaire a conduit à instaurer des interdictions et des moratoires dans les différentes provinces autonomes. En Afrique du Sud, l'opposition la plus forte vient des propriétaires terriens et des petits agriculteurs qui ont réalisé que l'industrie du schiste menaçait leurs emplois.

Depuis octobre 2012, une journée mondiale contre la fracturation, le Global Frackdown, est organisée, avec des actions très nombreuses et diversifiées, posant des passerelles entre les groupes nord-américains et ceux dans le reste du monde. La mise en réseau

dépasse désormais les frontières nationales et continentales : un réseau Euro-Maghreb a ainsi été créé en mars 2014, suivi par le réseau Amérique Latine fin 2014, à Lima.

7.2. Cartographie mondiale de la position des Etats (interdictions, moratoires...)

La mobilisation de la société civile produit des effets importants. Ca et là, les décisionnaires politiques se sont laissés convaincre (ou on eu peur pour leur mandat), produisant quelques interdictions et des moratoires, parfois avant même une première exploration (tableau 18). Ces effets, induits par une prise de conscience de plus en plus partagée, sont l'aboutissement de la mobilisation de communautés toutes entières, processus qui demande beaucoup de temps, d'énergie, d'expérience et de ressources de la part des militants.

Tableau 18 : Liste non-exhaustive par pays, états, districts, comtés, cantons et/ou villes où la fracturation hydraulique a été interdite par la loi ou suspendue par l'instauration d'un moratoire (informations au 4 mars 2015).

Pays	Fait	Année
Amérique du nord Etats-Unis - Vermont	Premier état américain à bannir la fracturation hydraulique	2012 ⁽³¹⁷⁾
Californie - Comté de Santa Cruz	Interdiction	2014 ⁽³¹⁸⁾
Nouveau Mexique - <i>Comté de Mora</i>	Interdiction	2014 ⁽³¹⁸⁾
New York	Le gouverneur de l'état a déclaré son intention de l'interdire très prochainement Interdiction	2014 ⁽³²⁰⁾
Hawai		2013 ⁽³²¹⁾
Texas	Loi sur la transparence concernant la composition chimique de l'eau de fracturation	2012 ⁽³²²⁾
Ville de Grand Prairie	Moratoire en cours	Depuis 2011 ⁽³²³⁾
Denton	Interdiction de creuser de nouveaux puits	2014 ⁽³²⁴⁾
Iowa - <i>Comté de Allamakee</i>	Moratoire de 18 mois sur l'exploitation des mines de sable destiné à être ajouté à l'eau de fracturation	2014 ⁽³²⁵⁾
Maryland	Moratoire de 3 ans	2011 ⁽³²⁶⁾
Virgine de l'ouest <i>Wellsville</i> <i>Morgantown</i> <i>Lewisburgh</i>	Interdiction Interdiction Interdiction	2011 ⁽³²⁷⁾ 2011 ⁽³²⁸⁾ 2012 ⁽³²⁹⁾
Ohio <i>Wellsburgh</i>	Interdiction	2012 ⁽³³⁰⁾
Canada Yuko, Colombie Britannique Nouvelle Ecosse Québec New Brunswick	Moratoire Moratoire de 2 ans Prochaine interdiction Interdiction Moratoire	2012 ⁽³³¹⁾ 2010 ⁽³³²⁾ 2014 ⁽³³³⁾ 2014 ⁽³³⁴⁾ 2014 ⁽³³⁵⁾
Amérique du Sud Argentine - <i>Cinco Saltas</i> , <i>Patagonie</i> Brésil Uruguay	Interdiction Moratoire de 5 ans Moratoire	2013 ⁽³³⁶⁾ 2014 ⁽³³⁷⁾ 2012 ⁽³³⁸⁾
Australie - Nouvelles Galles du Sud - Victoria - Communautés de Dunoon, The Channon, Modanville, Whian Whian, Rosebank et Numulgi	Moratoire de 7 mois expiré Moratoire en cours Opposition	2011-2012 ⁽³³⁹⁾ 2012 ^(ibid.) 2012 ^(ibid.)
Nouvelle Zélande Ville de Christchurch District de Kairouna	Vote du conseil pour une interdiction Demande de moratoire	2012 ⁽³⁴⁰⁾ 2012 ⁽³⁴¹⁾

Europe Allemagne	Interdiction conditionnée + demande de moratoire jusqu'en 2021	2013 ⁽³⁴²⁾
Bulgarie	Interdiction	2012 ⁽³⁴³⁾
Espagne (communautés autonomes) <i>Cantabrie, La Rioja, Navarre, Catalogne</i> <i>Andalousie</i>	Interdictions Moratoire	Entre 2012 et 2014 ⁽³⁴⁴⁾ 2015 ⁽³⁴⁵⁾
Ecosse	Moratoire	2015 ⁽³⁴⁶⁾
France	Interdiction	2011 ⁽³⁴⁷⁾
Irlande	Moratoire de 2 ans	2013 ⁽³⁴⁸⁾
Irlande du Nord	L'assemblée a voté un moratoire	2011 ⁽³⁴⁹⁾
Italie <i>Ville de Bomba</i>	Un forage dans l'île de Pantelleria a été stoppé sur décision gouvernementale	2012 ⁽³⁵⁰⁾
Luxembourg	Interdiction	2013 ⁽³⁵¹⁾
Pays Bas	Moratoire jusqu'en 2017	2014 ⁽³⁵²⁾
République Tchèque	Moratoire de 2 ans expiré	2012 ⁽³⁵³⁾
Royaume Uni	Moratoire d'un an expiré s'accompagnant de règles strictes	2011 ⁽³⁵⁴⁾
Roumanie <i>3 villages : Pungesti, Barladet Vaslui</i>	Moratoire de 2 ans expiré Resistance	2012 ⁽³⁵⁵⁾ 2013
Suisse <i>Canton de Fribourg</i> <i>Canton de Vaud</i> <i>Canton de Berne</i>	Interdiction Opposition ⁽³⁵⁷⁾ Opposition ^(ibid.)	2011 ⁽³⁵⁶⁾ - -
Afrique Afrique du sud Algérie Tunisie	Moratoire expiré Suspension Suspension**	2012 ⁽³⁵⁸⁾ 2014 ⁽³⁵⁹⁾ 2013 ⁽³⁶⁰⁾

Aux États-Unis, pas moins d'une cinquantaine de villes, districts et comtés ont déjà déposé des demandes d'interdictions ou de moratoires fédéraux et nationaux sur lesquelles les autorités locales ou fédérales n'ont pas encore statué. Dans le seul État de New-York, environ 50 villes et comtés s'étaient positionnés contre la fracturation hydraulique avant que la décision ne soit prise en décembre 2014 de l'interdire dans tout l'État⁽³⁶¹⁾.

On comprend mieux, dans ce contexte, que les multinationales de l'énergie se retrouvent à chercher à amortir les technologies, recherches, et équipement qu'elles ne peuvent plus mettre à contribution en Amérique du Nord ou en Europe⁽³⁶²⁾.

** Avec le recul, il semble évident que le gouvernement transitoire de la Troïka qui avait dit « sursoir » à l'exploitation du gaz de schiste, l'a fait pour faire taire les contestataires. En effet, alors que le ministre de l'industrie du gouvernement qui lui a succédé, l'ex-directeur de Schlumberger Brésil, annonçait un dialogue national sur la question pour septembre 2014⁽³⁶³⁾, le premier ministre, ancien directeur de Division Hutchinson à Aerospace, filiale du groupe TOTAL, décrétait, à peine un mois plus tard, avec un aplomb anti-démocratique et anticonstitutionnel, que le gaz de schiste serait exploité « *malgré les critiques* »⁽³⁶⁴⁾ ; et déclarait que « *toute décision dans ce domaine sera prise loin des tiraillements et en prenant en considération uniquement l'intérêt national* »⁽³⁶⁵⁾. L'intérêt national semble, depuis trop longtemps, coïncider avec ceux des multinationales étrangères !

Conclusion - Recommandations

Le boom des énergies non conventionnelles aux États-Unis a fait naître d'immenses espoirs de richesse dans d'autres états dont les gouvernements se sont laissé convaincre par des promesses de croissance économique, d'indépendance énergétique et d'employabilité. Mais ce miracle s'avère artificiel. Il est construit sur des surestimations de réserves d'hydrocarbures et sur une bulle spéculative qui risque à tout moment d'éclater. En explorant les dessous de l'industrie du gaz de schiste aux États-Unis, se dégagent les grandes lignes d'un modèle qui déjà se fissure, après seulement une courte décennie de développement. Des experts américains et quelques discrets industriels admettent qu'ils se sont trompés sur la rentabilité et la durabilité de cette entreprise. Mais les multinationales ont tout intérêt à ce que le mythe perdure, il en va de leur crédibilité auprès de leurs actionnaires et de leur viabilité économique. La politique du déni et de la mystification en est la garantie, à grand coups de propagandes orchestrées par des cabinets de relations publiques renommés et des campagnes de lobbying aux budgets conséquents. Le crédo des industriels est le même que pour l'acceptabilité des OGM : « Tant qu'il n'y a pas de données scientifiquement prouvées sur les risques environnementaux, sociaux et climatiques, le problème n'existe pas ». Exit donc les atteintes à l'intégrité environnementale, exit les résultats des études qui prouvent l'impact sanitaire sur les enfants, les femmes enceintes et les travailleurs... Mais partout dans le monde, des voix s'élèvent et s'opposent. Des moratoires s'instaurent et des interdictions s'inscrivent dans la loi, sous la pression d'un public qui s'informe et se mobilise.

La transposition du modèle américain à la Tunisie met en lumière, d'une part l'évanescence de la théorie des retombées économiques positives et, d'autre part, les diverses limitations du pays pour s'engager dans cette voie. Les milliers d'emplois promis pourraient résorber le taux de chômage, si seulement ils n'étaient pas fictifs. Les chiffres d'employabilité sont gonflés à l'extrême, dans le but de forcer la main des décideurs. Il s'agit pourtant d'une pratique courante où sont volontairement confondus création d'emploi et embauche, emploi durable et emploi temporaire, main d'œuvre locale et main d'œuvre étrangère sans oublier que le nombre d'emplois indirects est outrageusement gonflé. La croissance économique et l'indépendance énergétique apparaissent comme un leurre tant que le pays est contraint à racheter ses propres ressources en gaz à des compagnies étrangères. Une révision de l'équité de la distribution des parts de bénéfices dans les contrats pétroliers, un audit du secteur pétro gazier et un assainissement des nombreux handicaps dont il souffre (mauvaise gestion, manque de transparence, corruption,) serait une démarche indispensable et sensée pour construire une vraie stratégie en matière de politique énergétique. Mais pas seulement. La problématique de la pénurie d'eau et ses corollaires, que sont l'agriculture et la sécurité alimentaire, doivent être considérés à la mesure de l'ampleur du désastre écologique et socio-économique avec des premiers signes annonciateurs. Dans toutes les régions du pays, les nappes d'eau sont dramatiquement surexploitées et les terres cultivables rétrécissent, avalées par le désert ou l'urbanisation. Menacée par le réchauffement climatique, la Tunisie se retrouve dans une situation de stress hydrique qui va en s'aggravant. Soustraire de l'irrigation de grandes quantités d'eau, pour extraire du gaz de schiste ne peut qu'amplifier le phénomène.

De plus, l'extraction du gaz de schiste nécessitant le recours à la technique de la fracturation hydraulique à haut volume, chaque étape du déroulement du processus constitue un risque patent de contamination pour les sols, l'eau, l'air et les êtres vivants. Les accidents,

les défauts de construction des puits de forage, la négligence humaine, les erreurs de lecture de données et les fautes techniques génèrent des dégâts dont le prix à payer ne peut être que plus lourd pour ceux qui les subissent que pour ceux qui en sont responsables. Ces risques, et leur prix, sont d'autant moins calculés par les multinationales que la loi ne les y contraint pas. Le code des hydrocarbures tunisien fixe la sanction à 3 000 dinars à celui qui omet de déclarer un accident grave et à 10 000 dinars la sanction maximale. Sur quel rendement agricole sera-t-il alors possible de compter si, en plus de la diminution des quantités, l'eau et les sols sont contaminés, sans compter que le manque flagrant d'infrastructures pour traiter la pollution augmente les risques pour la santé humaine. La Tunisie se verra obligée d'importer des aliments et probablement de l'eau, aggravant la discrimination sociale. La facture sera élevée, et pas seulement en termes de santé publique et de restauration des sols agricoles et des écosystèmes mais aussi, en termes de paix sociale et de stabilité politique. Ce sont des menaces autrement plus tangibles que le manque de pétrole ou de gaz, qui influenceront l'équilibre de la balance économique de demain, et dont les oscillations pourraient faire basculer la Tunisie dans un état de dépendance énergétique absolue.

Quelle urgence y a-t-il à s'engager dans une voie dont de nombreux experts disent aujourd'hui qu'elle est un cul-de-sac, énergétique et économique, avec pour seul effet un écocide généralisé ? La baisse récente du prix du pétrole change la donne pour un temps et pourrait précipiter le déclin de cette industrie. Que justifie alors cette hâte à s'engager dans une voie qui toucherait déjà à sa fin ? Attendons la publication des études de suivi des impacts environnementaux, sanitaires et socio-économiques. Avec la nature « pernicieuse » des composés chimiques, qui fait d'eux de véritables bombes à retardement, avec une augmentation conséquente de l'émission de méthane et de composés organiques volatiles dans l'atmosphère, il y a malheureusement fort à parier que les diagnostics à venir dans les domaines de la santé publique, de l'environnement et du changement climatique soient de plus en plus alarmistes. Un moratoire s'impose au nom du principe de précaution. La fin des énergies fossiles est programmée, qu'elles soient extraites de « roche réservoir » ou de « roche mère ». Il est grand temps d'anticiper et de se préparer à une véritable transition énergétique qui passe par le développement des énergies renouvelables, la sobriété énergétique, une gouvernance socialement et écologiquement responsable des ressources en eau et des territoires.

Au vu des conséquences sanitaires, environnementales et socio-économiques de l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels, et compte tenu du fait que la Tunisie possède de graves lacunes juridiques, réglementaires, sanitaires, infrastructurelles et logistiques en la matière, il est tout simplement inadmissible, voire criminel, que ce dossier si sensible, qui fait polémique dans chaque pays où il est discuté, soit géré dans la précipitation et dans le plus grand secret, sans information ni concertation. D'après l'article 13 de la nouvelle constitution, les ressources naturelles appartiennent aux Tunisiens. Ils ont le droit de décider de leur sort et plus encore lorsque c'est eux qui vont subir les conséquences directes et à long terme de ces activités industrielles. Dans la conjoncture actuelle, avec les acquis de la révolution, il n'est pas acceptable qu'une décision de cette gravité soit portée sur les épaules d'un seul homme, par un seul appareil d'État ; elle engage un peuple entier et exige un consensus issu d'un dialogue national, avec toutes les parties prenantes, en toute objectivité et dans un climat de transparence totale.

Notes

Chapitre 1

1 : La résistivité d'un matériau représente sa capacité à s'opposer à la circulation d'un courant électrique.

2 : Le pendage est un terme de géologie et de cartographie désignant l'orientation et l'inclinaison d'un plan, d'une surface ou d'une couche.

3 : La terminologie « fracturation hydraulique » ou « fracking » dans le texte de ce rapport, fait référence à la fracturation HVHF, sauf mention contraire.

4 : <http://stopfyldefracking.org.uk/latest-news/how-does-high-volume-slick-water-hydraulic-fracturing-of-shale-differ-from-traditional-hydraulic-fracturing/>

5 : <http://www.fwap.org/shale-drilling-destroys-regional-water-resources/>

6 : <http://stopfyldefracking.org.uk/latest-news/how-does-high-volume-slick-water-hydraulic-fracturing-of-shale-differ-from-traditional-hydraulic-fracturing/>

7 : On désigne par « aquifère » une formation géologique ou une roche suffisamment poreuse et fissurée pour stocker de l'eau ou pour que celle-ci puisse circuler librement dans les interstices.

8 : http://www.mirova.com/Content/Documents/Mirova/publications/Etude_Gaz_de_schiste_Mirova_fin.pdf

9 : IFPEN Institut Français du Pétrole Energies nouvelles

10 : André Picot, Bilan Toxicologique & Chimique, L'exploration et l'exploitation des huiles et gaz de schiste ou hydrocarbures de roche-mère par fracturation hydraulique, 2012, Association Toxicologie-Chimie.

11 : EPA/600/D-II/001/February 2011

12 : Chemicals used in hydraulic fracturation – United House of Representatives Committee on Energy and Commerce Minority Staff, avril 2011

13 : Awakening the slumbering giant: how horizontal drilling technology brought the endangered species act to bear on hydraulic fracturing, Kalyani Robbins – Case western reserve law review, Vol63 (4), 2013

14 : <http://thetyee.ca/News/2013/01/07/Shale-Gas-Realities/>

15 : <http://www.ecorpstim.com/fr/propane-stimulation/nfp-stimulation/>

16 : Directeur du laboratoire des fluides complexes et leurs réservoirs et directeur de l'Institut Carnot ISIFoR, Université de Pau et des Pays de l'Adour

17 : Gaz de schiste : quelles pistes alternatives à la fracturation hydraulique ? ParistechReview, 14 janvier 2014 <http://www.paristechreview.com/2013/01/14/fracturation-hydraulique/>

18 : <http://www.actu-environnement.com/ae/news/fracturation-hydraulique-alternatives-gaz-schiste-houille-geothermie-18344.php4>

Chapitre 2

- 19 : EIA Energie Information Administration, International Energy Outlook 2013
- 20 : Le gaz de schiste et ses implications pour l'Afrique et la Banque Africaine de Développement, BAD, 2013
- 21 : http://energie.lexpansion.com/energies-fossiles/le-gaz-de-schiste-est-il-bon-pour-le-climat-_a-31-7628.html
- 22 : <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>
- 23 : <http://www.saoga.org.za/oil-gas-hubs/upstream-oil-gas-south-africa>
- 24 : <http://www.reuters.com/article/2014/05/21/eia-monterey-shale-idUSL1N00713N20140521>
- 25 : <http://www.bloomberg.com/news/2012-03-21/poland-may-have-768-billion-cubic-meters-shale-gas-reserves-1-.html>
- 26 : <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>
- 27 : <http://fr.reuters.com/article/frEuroRpt/idFRL6N0KO3HZ20140114>
- 28 : <http://www.economist.com/blogs/easternapproaches/2013/07/shale-gas-poland>
- 29 : Office national de l'énergie, Avenir énergétique du Canada, 2013
- 30 : http://french.xinhuanet.com/economie/2014-10/19/c_133726523.htm
- 31 : <http://www.foeeurope.org/fracking-frenzy-report-011214>
- 32 : <http://www.foeeurope.org/heading-south-190614>
- 33 : EIA. 2011. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside of the United States. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/> et Ernst and Young. 2012. Natural gas in Africa. The Frontiers of the Golden Age. [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Natural_gas_in_Africa_frontier_of_the_Golden_Age/\\$File/Natural_Gas%20in_Africa.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Natural_gas_in_Africa_frontier_of_the_Golden_Age/$File/Natural_Gas%20in_Africa.pdf)
- 34 : EIA, 2014 http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/South_africa/south_africa.pdf
- 35 : <http://economie.jeuneafrique.com/entreprises/entreprises/energie/22523-algerie-sonatrach-compte-forer-4-puits-dexploration-de-gaz-de-schiste-en-2014.html>
- 36 : http://www.tunisieindustrie.gov.tn/upload/documents/debat-energie/VF_Presentation-Energie2013-Public_V1.pdf
- 37 : Bouzouada R. Directeur de la prospection et de la production des hydrocarbures http://www.investir-en-tunisie.net/index.php?option=com_content&view=article&id=24371
- 38 : Rapport annuel ETAP 2012
- 39 : (*ibid*)
- 40 : EIA Annual Energy Outlook 2011

- 41 : EIA Annual Energy Outlook 2013
- 42 : EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment , 17 mai 2013
- 43 : <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>
- 44 : <http://www.leaders.com.tn/article/revolution-mondiale-de-l-exploitation-du-gaz-de-schiste-perspectives-pour-la-tunisie?id=15762>
- 45 : So many shales, so little drilling – Hart Energy 2013
- 46 : http://www.cygamenergy.com/index.php?option=com_content&view=article&id=14&Itemid=26
- 47 : <http://www.cygamenergy.com/data/AIF%202010%20FINAL.pdf>
- 48 : http://www.cygamenergy.com/index.php?option=com_content&view=article&id=94&Itemid=109
- 49 : http://www.cygamenergy.com/index.php?option=com_content&view=article&id=156&Itemid=249
- 50 : <http://fr.scribd.com/doc/179884156/Mensonges-Gaz-de-Schiste-OTE-2013>
- 51 : Hydraulic Fracture - Bir Ben Tartar case study, ETAP, octobre 2012
- 52 : Emission Ecomag – Radio Express FM, 24 janvier 2014
- 53 : <http://www.ogj.com/articles/2012/09/winstar-sees-gas-potential-in-tunisian-hot-shale.html>
- 54 : Considering Strategic Alternatives and Moving Forward with Operations, Winstar resources Ltd Q3 2012, novembre 2012
- 55 : Corporate presentation Cygam Energy Inc, décembre 2013
- 56 : http://www.cygamenergy.com/images/pdf/presentations/cygam_2014_agm_presentation.pdf
- 57 : http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/EnComm20/16Nov11/2_Riggio.pdf
- 58 : http://www.investir-en-tunisie.net/index.php?option=com_content&id=13186
- 59 : <http://nawaat.org/portail/2013/05/06/gaz-de-schiste-en-tunisie-le-grand-evenement>
- 60 : <http://nawaat.org/portail/2013/10/18/feu-vert-a-shell-pour-742-puits-de-gaz-de-schiste/>
- 61 : <http://www.businessnews.com.tn/activite-petroliere--enquest-quitte-la-tunisie-shell-en-discussion-avec-le-gouvernement,520,53336,3>
- 62 : <http://oilprice.com/Interviews/Is-Tunisia-the-New-Hot-Spot-for-Energy-Investors-Interview-with-John-Nelson.html>
- 63 : <http://www.mazarine-energy.com/zaafrane-central-tunisia/>

Chapitre 3

- 64 : « Perspectives énergétiques mondiales 2012 », IEA 2012
- 65 : « Les perspectives énergétiques : un regard vers 2040 », ExxonMobil 2013
- 66 : Ce qu'on ne dit pas sur le miracle gazier américain - Les Echos, 27 décembre 2012
- 67 : Spencer T, Sartor O, Mathieu M. Unconventional wisdom: an economic analysis of US Shale gas and implications for the EU - IDDRI, février 2014.
- 68 : <http://www.latimes.com/business/la-fi-oil-20140521-story.html>
- 69 : <http://www.ogj.com/articles/print/vol-110/issue-12/exploration-development/evaluating-production-potential-of-mature-us-oil.html>
- 70 : <http://petrole.blog.lemonde.fr/2013/10/01/gaz-de-schiste-premiers-declins-aux-etats-unis/>
- 71 : <http://fr.slideshare.net/gdecock/hughes-brussels-may-14-2013-1>
- 72 : Shale gas will be the next bubble to pop. An interview with Arthur Berman, Oilprice, 12 novembre 2012
- 73 : http://www.manicore.com/documentation/petrole/gaz_non_conv.html
- 74 : « Que penser de l'affaire des gaz de schiste » – Les Cahiers de Global chance N°33 mars 2013
- 75 : <http://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/shale-gas/Pages/shale-gas-development-inevitable.aspx>
- 76 : <http://www.reporterre.net/La-Pologne-a-bafoue-la-loi>
- 77 : IRIS, 2011 <http://www.iris-recherche.qc.ca/wp-content/uploads/2011/06/Gaz-de-schiste.pdf>
- 78 : Aux Etats-Unis, l'eau manque pour permettre la fracturation hydraulique, Le Monde 23 août 2012
- 79 : <http://thinkprogress.org/climate/2013/08/05/2395051/drought-new-mexico-farmers-drain-aquifer-fracking/>
- 80 : ASPO: Association for the Study of Peak Oil & Gas, <http://www.aspo2012.at/conference-presentations/day1part2/>
- 81 : <http://petrole.blog.lemonde.fr/2011/06/30/bulle-de-gaz-de-schiste-aux-etats-unis/> et <http://seekingalpha.com/article/100644-chesapeake-energy-corporation-q3-2008-business-update-call-transcript>
- 82 : Insiders sound an Alarm amid a natural gas rush – The New York Times, 25 juin 2011
- 83 : Une chaîne de Ponzi est un montage financier frauduleux qui consiste à rémunérer les investissements des clients essentiellement par les fonds procurés par les nouveaux entrants.
- 84 : Deborah Rogers Shale and Wall Street: Was the Decline in Natural Gas Prices Orchestrated? 2013
- 85 : Exxon : “Loosing our shirts” on natural gas – The Wall Street Journal, 27 juin 2012

- 86 : http://www.iddri.org/Publications/Collections/Analyses/Study0214_TS%20et%20al._shale%20gas.pdf
- 87 : <http://www.lesechos.fr/entreprises-secteurs/energie-environnement/actu/0203312276789-les-gaz-de-schiste-ne-sauveront-pas-l-europe-649984.php>
- 88 : <http://reneweconomy.com.au/2015/graph-day-myth-cheap-shale-gas-cheap-energy-77050>
- 89 : <http://www.nofrackingway.us/2013/11/13/why-banks-are-anti-fracking/>
- 90 : Mineral Rights Leasing in North Carolina – Rural Advancement Foundation International RAFI, 2012 et <http://www.rafiusa.org/docs/frackingcommentsagreport.pdf>
- 91 : <http://www.star-telegram.com/living/family/moms/article3831884.html>
- 92 : Rogers D. Externalities of shale gas: road damages – Energy policy Forum, 1 avril 2012
- 93 : <http://www.wellservicingmagazine.com/featured-articles/2013/01/quick-look-hospital-losses-tied-to-gas-field-workers/>
- 94 : Rogers D. Externalities of shales: Health impact costs, Energy Policy Forum, 3 avril 2013
- 95 : Cleland. Le gaz naturel mis à jour, Initiative canadienne pour le gaz naturel 2012
- 96 : http://us.boell.org/sites/default/files/buto_shale-gas-us-eu.pdf
- 97 : <http://www.lesechos.fr/entreprises-secteurs/energie-environnement/dossier/les-gaz-de-schiste-un-gisement-d-emplois-516259.php>
- 98 : <https://pennbpc.org/sites/pennbpc.org/files/MSSRC-Employment-Impact-11-21-2013.pdf>
- 99 : Freudenberg W., Wilson L. For a comprehensive review of the academic literature “Mining the Data: Analyzing the Economic Implications of Mining for Nonmetropolitan Regions,” *Sociological Inquiry*, 72(4)549-575, 2002
- 100 : <https://pennbpc.org/sites/pennbpc.org/files/MSSRC-Employment-Impact-11-21-2013.pdf>
- 101 : Exposing the Oil and Gas Industry’s False Jobs Promise for Shale Gas Development. How Methodology Flaws Grossly Exaggerate Jobs projections – Food and Water Watch, 2011
- 102 : http://www.iddri.org/Publications/Collections/Analyses/Study0214_TS%20et%20al._shale%20gas.pdf
- 103 : Christopherson S, Rightor N. “How shale gas extraction affects drilling localities: what policy makers need to know.” *International Journal of Town and City Management*. Spring 2012
- 104 : Food and Water Watch. “Fracking: The New Global Water Crisis” – Fact Sheet, March 2012.
- 105 : Livre blanc du développement régional en Tunisie, Union Européenne, 2011

http://www.environnement.nat.tn/envir/sid/dmdocuments/mise_oeuvre/parlcd/parlcd_tataouine.pdf

Gouvernorat de Kairouan 2011- Ministère du Développement et de la Coopération internationale, Office du développement du sud

Gouvernorat de Kébili en chiffres 2011- Ministère du Développement Régional et de la Planification, Office du développement du sud

Gouvernorat de Tataouine en chiffres 2011- Ministère du Développement Régional et de la Planification, Office du développement du sud

Les indicateurs du développement durable en Tunisie – Ministère de l'Équipement de l'Aménagement du Territoire et du Développement Durable- Agence Nationale de Protection de l'Environnement, 2014

<http://www.mdc.gov.tn/tn/Gov/indica/Sousse.pdf>

http://www.leaders.com.tn/uploads/FCK_files/file/SEUIL%20DE%20PAUVRETE-VDF-Leaders.pdf

106 : The economic impact of liquid rich shale and shale gas exploration in Tunisia, Oxford Economics 2013

107 : <http://energie.sia-partners.com/20120919/communiquede-presse-gaz-non-conventionnels-au-minimum-100-000-emplois-crees-dici-2020-selon-le-scenario-sia-conseil/>

108 : <http://owni.fr/2012/10/08/les-emplois-au-pifometre-du-gaz-de-schiste/>

109 : Feu vert à Shell pour 742 puits de gaz de schiste, Nawaat octobre 2013 nawaat.org/portail/.../feu-vert-a-shell-pour-742-puits-de-gaz-de-schiste

110 : <http://www.agenceecofin.com/gaz-naturel/0503-18116-tunisie-la-bei-accorde-150-millions-a-l-etap-pour-le-developpement-d-un-champ-gazier>

111 : <http://media.serinusenergy.com/en/pr/249586/ebrd-board-approves-project-with-serinus-for-development-of-serinus-assets-in-tunisia>

112 : Le gaz de schiste et ses implications pour l'Afrique et la Banque Africaine de Développement, BAD, 2013

113 : <http://www.radioexpressfm.com/lire/anouar-ben-gaddour-le-gouvernement-doit-lancer-l-extraction-du-gaz-de-schiste-2211>

114 : <http://www.tunisienumerique.com/chafik-zerguine-la-tunisie-achete-en-devises-son-propre-gaz/230111>

115 : <http://www.mosaiquefm.net/fr/index/a/ActuDetail/Element/39570-chafik-zerguine-british-gaz-a-depense-illegalement-345-millions-de-dollars?Source=RSS>

116 : Diktat des entreprises étrangères et compromission «juridique» - Le temps de Tunisie, 15 juin 2014

117 : <http://www.wit-square.fr/profiles/blogs/les-enjeux-g-opolitiques-des-gaz-de-schiste>

Chapitre 4

- 118 : Government Accountability Office. September, 2012. "OIL AND GAS: Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks" <http://www.gao.gov/assets/650/647791.pdf>
- 119 : <http://www.streetpress.com/sujet/2395-critique-cine-gasland-de-josh-fox>
- 120 : The impact of Marcellus gas drilling on rural drinking water supplies. The Center for Rural Pennsylvania, 2011
- 121 : Osborn S et al. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing - Proc Natl Acad Sci USA 108(20):8172–8176, 2011 <http://www.pnas.org/content/108/20/8172.full.pdf>
- 122 : Jackson R et al. Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction - Proc Natl Acad Sci USA, 110(28), 2013
- 123 : Vidic R et al. Impact of Shale Gas Development on Regional Water Quality- Science 340, 2013. <http://fr.scribd.com/doc/156970144/Impact-of-Shale-Gas-on-Water-Quality>
- 124 : Pollution/Situation Report, Statoil Eisenbath Well Response – EPA, 2014 <http://www.theoec.org/sites/default/files/Eisenbarth%20well%20pad%20fire.pdf>
- 125 : Fontenot B et al. An Evaluation of Water Quality in Private Drinking Water Wells Near Natural Gas Extraction Sites in the Barnett Shale Formation - Environ Sci Technol, 47 (17), 2013
- 126 : Traces of Montana oil spill are found in drinking water – The New York Times, 20 janvier 2015
- 127 : Barriers set up, water tested at site at North Dakota spill – The New York Times, 22 janvier 2015
- 128 : <http://www.bastamag.net/article1330.html>
- 129 : <http://cdurable.info/Gaz-de-schiste-Eau-radioactive-Enquete-Puits-Extraction-Etats-Unis-New-York-Times,3296.html>
- 130 : <http://www.treehugger.com/sustainable-agriculture/fracking-farming-dont-mix-isnt-it-time-we-exhibited-some-precaution.html>
- 131 : <http://frackfreeryedale.org/wp-content/uploads/2014/08/HOW-WOULD-FRACKING-AFFECT-YOUR-LAND-LEAFLET.pdf>
- 132 : <http://ecowatch.com/2013/01/24/fracking-and-farmland/>
- 133 : Michelle Bamberger, Robert E. Oswald. 2012. Impacts of gas drilling on human and animal health. New Solutions, Vol. 22(1) 51-77
- 134 : <http://www.thenation.com/article/171504/fracking-our-food-supply>
- 135 : FAO Food and Agriculture Organization of the United Nations
- 136 : 31 grands barrages (1985 Mm³/an), 226 barrages collinaires (272) et 856 lacs collinaires
- 137 : Laajimi A. Les périmètres irrigués en Tunisie Un enjeu pour le développement de la production agricole, Les notes d'alerte du CIHEAM, 30, 2007

- 138 : Treyer S. Analyse des stratégies prospectives de l'eau en Tunisie, Rapport I : Monographie de l'eau en Tunisie- PNUE/Plan Bleu 31p
- 139 : Treyer S. Analyse des stratégies prospectives de l'eau en Tunisie, Rapport I : Monographie de l'eau en Tunisie- PNUE/Plan Bleu 31p et <http://www.environnement.gov.tn/index.php?id=15#.VM5TKmiG-gs>
- Mutin G. L'eau dans le monde arabe : menaces, enjeux, conflits- Col Carrefours, Ed Ellipses, 176p
- 140 : Changements climatiques : Les éléments scientifiques. Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat, 2013
- 141 : <http://www.odco.nat.tn/upload/pdf/BrochureKairouan.pdf>
- 142 : Etablissement d'un diagnostic concerté et bilans actualisés des trois barrages de Kairouan dans un contexte de réchauffement climatique – STUDI, 2014
- 143 : Programme d'action régional de lutte contre la désertification du Gouvernorat de Tataouine – Ministère de l'Environnement et du Développement Durable/GTZ, 2006
- 144 : Gouvernorat de Kairouan 2011- Ministère du Développement et de la Coopération internationale, Office du développement du sud
- 145 : Gouvernorat de Kébili en chiffres 2011- Ministère du Développement Régional et de la Planification, Office du développement du sud
- 146 : Gouvernorat de Tataouine en chiffres 2011- Ministère du Développement Régional et de la Planification, Office du développement du sud
- 147 : Système aquifère du Sahara septentrional : gestion commune d'un bassin transfrontalier\ OSS. _ Collection Synthèse n° 1. _ OSS : Tunis, 2008. _ 48 pp
- 148 : <http://www.zo.utexas.edu/courses/THOC/Fracking.pdf>
- 149 : Tollefson J. Methane leaks erode green credentials of natural gas – Nature, 493: 12, 2013 et http://www.lemonde.fr/planete/article/2013/01/04/gaz-de-schiste-des-fuites-de-methane-plus-importantes-que-prevu_1812943_3244.html
- 150 : Karion A et al. Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field. Geophys. Res. Lett., 40, 2013
- 151 : Howarth et al. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations – Climate Change, 2011
- 152 : EPA. Greenhouse gas emissions reporting from the petroleum and natural gas industry. Background technical support document, 2010
- 153 : Caulton D et al. Toward a better understanding and quantification of methane emissions from shale gas development. Proc Natl Acad Sci USA, 111(17):6237-6242, 2014
- 154 : The hidden leaks of Pennsylvania's abandoned oil and gas wells – The Guardian, 18 septembre 2014
- 155 : Colborn T. et al. An Exploratory Study of Air Quality near Natural Gas Operations. Human and Ecological Risk Assessment (November 9, 2012)
- 156 : McKenzie et al. "Human Health Risk Assessment of Air Emissions from Development

- of Unconventional Natural Gas Resources.” Science of the Total Environment 2012
- 157 : Petron G et al. A new look at methane and nonmethane hydrocarbon emissions from oil and natural gas operations in the Colorado Denver-Julesburg Basin – J Geophysic Res: Atm, 119(11), 2014
- 158 <http://www.esrl.noaa.gov/csd/groups/csd7/measurements/2011NACHTT/presentations/ErieStudyGroup.pdf>
- 159 : <http://www.usa.com/pasadena-ca-air-quality.htm>
- 160 : <http://luberonsansgaz.wordpress.com/category/lessentiel/>
- 161 : http://ec.europa.eu/clima/policies/eccp/docs/120815_final_report_en.pdf
- 162 : GIEC 2007 http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/contents.html
- 163 : Shindell DT, Faluvegi G, Koch DM, Schmidt GA, Unger N, Bauer SE (2009) Improved attribution of climate forcing to emissions. Science 326:716–718
- 164 : GIEC 2007. *Ibid*
- 165 : Howarth et al. *Ibid*
- 166 : Regulatory Impact Analysis Proposed New Source Performance Standards and Amendments to the National Emissions Standards for Hazardous Air Pollutants for the Oil and Natural Gas Industry, EPA 2011
- 167 : Mission d’information et d’évaluation sur le gaz de schiste Annexes au rapport d’étude Département de Lot-et-Garonne Novembre 2012
- 168 : http://www.huffingtonpost.com/paul-gallay/gas-industry-spin-cant-co_b_1392676.html
- 169 : Standish R et al. Legacy of land-use evident in soils of Western Australia’s wheatbelt. Plant and Soil, 280: 189-207, 2006
- 170 : <http://preserve.lehigh.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2351&context=etd>
- 171 : Landscape Consequences of Natural Gas Extraction in Bradford and Washington Counties, Pennsylvania, 2004–2010 – US Geological Survey, 2012
- 172 : Entrekin S et al. Rapid expansion of natural gas development poses a threat to surface waters. Frontiers in Ecology and the Environment 9: 503–51, 2011
- 173 : Saunders D. Biological consequences of ecosystem fragmentation: a review. Conservation Biology. 5: 18-32, 1991 et Johnson C, et al. Impacts of Land Clearing; The Impacts of Approved Clearing of Native Vegetation on Australian Wildlife in New South Wales. WWF-Australia Report, WWF-Australia, Sydney, 2007
- 174 : Pennsylvania Energy Impacts Assessment Report 1: Marcellus Shale Natural Gas and Wind, The Nature Conservancy, 2010
- 175 : Dudley N, Stolton S. Running pure: the importance of forest protected areas to drinking water, a research report for the World Bank/WWF Alliance for Forest Conservation and Sustainable Use. Gland, Switzerland, 2003
- 176 : <http://www.lemonde.fr/planete/article/2012/09/14/faut-il-avoir-peur-du-gaz-de->

schiste_1759902_3244.html

177 : http://controverses.ensmp.fr/public/promo10/promo10_G4/index4180.html?page_id=241

178 : Papoulias D, velasco A. histopathological analysis of fosh from Acorn Fork creek, Kentucky exposed to hydraulic fracturing fluid releases – Southeastern Naturalist, 12(4), 2013

179 : <http://www.frackcheckwv.net/2014/07/22/over-70000-fish-aquatic-creatures-killed-by-pollution-from-ohio-frack-well-fire/>

180 : Trexler R et al. Assessing impacts of unconventional natural gas extraction on microbial communities in headwater stream ecosystems in Northwestern Pennsylvania – Front Microbiol, 5:522, 2014

181 : <https://showmeoz.wordpress.com/2011/01/04/shaky-ground-the-missing-link-in-the-arkansas-bird-kill/>

<http://redgreenandblue.org/2011/01/06/is-fracking-causing-blackbird-deaths-and-earthquakes/>

182 : <http://consciousslifeneews.com/tag/fracking-fish-kill/>

183 : http://www.fe.doe.gov/programs/gasregulation/authorizations/2013_applications/SC_Exhibits_13-30-Ing_13-42-Ing/Ex._90_-_Ellsworth_Abstract.pdf

184 : <http://www.parismatch.com/Actu/Environnement-et-sciences/Quand-la-fracturation-hydraulique-fait-trembler-la-terre-525587>

185 : Horton, S. Disposal of Hydrofracking Waste Fluid by Injection into Subsurface Aquifers Triggers Earthquake Swarm in Central Arkansas with Potential for Damaging Earthquake, Seismological Research Letters, volume 83, no. 2, p. 250-260

186 : http://www.seismosoc.org/society/press_releases/BSSA_105-1_Skoumal_et_al_Press_Release.pdf

187 : http://www1.gly.bris.ac.uk/~JamesVerdon/PDFS/Bowland_Shale_Report.pdf

188 : Induced seismicity associated with fluid injection into a deep well in Youngstown, Ohio Journal of Geophysical Research: Solid Earth Volume 118, Issue 7, pages 3506–3518, July 2013

189 : Katie M et al. Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 M_w 5.7 earthquake sequence Geology, June 2013, v. 41, p. 699-702

190 : Buchanan, R et al. Induced Seismicity: The Potential for Triggered Earthquakes in Kansas – Kansas Geological Survey, 36, 2014

191 : Enhanced Remote Earthquake Triggering at Fluid-Injection Sites in the Midwestern United States Nicholas J. van der Elst, Heather M. Savage¹, Katie M. Keranen^{2,†}, Geoffrey A. Abers¹ Science 12 July 2013: Vol. 341 no. 6142 pp. 164-167

192 : <http://www.earth.columbia.edu/articles/view/3072>

193 : Lassaad Mejri, Tectonique quaternaire, paléosismicité et sources sismogènes en

Tunisie Nord-Orientale: étude de la faille d'Utique. Thèse de Doctorat de l'Université de Toulouse, 184 p, 2012

194 : <http://nawaat.org/portail/2013/07/22/tunisie-forage-petrolier-a-kairouan-les-habitants-en-colere-dualex-ouled-nsir/>

195 : Concerned Health Professionals of NY. Compendium of scientific, medical and media findings demonstrating risks and harms of fracking (unconventional gas and oil extraction), juillet 2014

Office Chief medical Officer of Health's, New Brunswick Department of Health- Recommendations concerning shale gas development in New Brunswick. septembre 2012

The expert panel on harnessing science and technology to understand the environmental impacts of shale gas extraction. Council of Canadian Academies, juin 2014

Coram A, Moss J, Blashki G. Harms unknown: health uncertainties cast doubt on the role of unconventional gas in Australia's energy future. *The Medical Journal of Australia*, 200(4): 210-213, 2014

Law A, Hays J, Shonkoff S, Finkel M. Public Health England's draft report on shale gas extraction, *BMJ*, 1840, 2014

196 : Schmidt C. Blind Rush? Shale gas boom proceeds amid human health approach – *Environmental Health Perspectives*, 119:a348-a353, 2011

197 : Concerned Health Professionals of NY. *Ibid*

198 : Energy boom put wells in America's backyards – *The Wall Street Journal*, 25 octobre 2013

199 : http://www.huffingtonpost.com/paul-gallay/gas-industry-spin-cant-co_b_1392676.html

200 : Colborn T, Kwiatkowski C, Schultz K, Bachran M. Natural Gas operations from a public health perspective. *International Journal of Human and Ecological Risk Assessment*, 4 septembre 2010

201 : Colborn T. *Ibid*

202 : <http://consciousofnews.com/toxic-air-pollution-another-big-problem-fracking/1177972/>

203 : <http://www.asef-asso.fr/mon-enfant/nos-syntheses/1337-pas-de-hors-jeu-pour-les-substances-toxiques-la-synthese-de-l-asef>

204 : Garlantézec R et al. Maternal occupational exposure to solvents and congenital malformations: a prospective study in the general population. *Occup Environ Med*. Juillet 2009 ; 66 (7) :456-63

205 : EPA. 2007 Nov 6. Hydrochloric Acid (Hydrogen Chloride): 7647-01-0. Technology Transfer Network Air Toxics Web Site <http://www.epa.gov/airtoxics/hlthef/hydrochl.html>

206 : Learner H, Rowe J. . Clearing the air: when opposites actually agree in search of cleaner air', *Chicago Tribune*, Vol. 2011, 2011

Clean Air Act loi environnementale visant à réduire la pollution de l'air et autorisant le citoyen à porter plainte contre une entreprise ou contre l'état qui ne respecte pas la loi.

207 : Fontenot B et al. An Evaluation of Water Quality in Private Drinking Water Wells Near Natural Gas Extraction Sites in the Barnett Shale Formation. *Environ. Sci. Technol.*, 2013, 47 (17), pp 10032–10040 DOI: 10.1021/es4011724 <http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es4011724>

208 : Toxic and Dirty Secrets: The Truth About Fracking and Your Family's Health, CEH 2013

209 : Lupo P et al. Maternal exposure to ambient levels of benzene and neural tube defects among offspring, Texas 1999-2000 – *Environmental Health Perspectives*, 119:397-402, 2010

210 : Chen C, Hseu Y et al. Assessment of genotoxicity of methyl-ter-butyl ether, benzene, toluene, ethylbenzene and xylene to human lymphocytes using comet assay – *J Hazardous materials*, 2007

211 : Bukowski JA – review of the epidemiological evidence relating to reproduction outcomes. *Regul Toxicol and Pharmacol*, 33:147-156, 2001

212 : <http://www.ceh.org/news-events/press-releases/content/new-report-finds-fracking-poses-health-risks-to-pregnant-women-and-children/>

213 : Wang H, Zhou D, Zheng L, Zhang J, Huo Y, Tian H, Han S, Zhang J, Zhao W. Effects of paternal occupation exposure to formaldehyde on reproductive outcomes - *J Occup Environ Med* 54(5): 518-24, 2012

214 : Hill E. Unconventional natural gas development and infant health: Evidence from Pennsylvania – Ithaca, NY: Charles Dyson School of Applied Economics and management, Cornell university, mars 2013

McKenzie L, Guo R, Witter R, Savitz D, Newman L, Adgate J. Birth Outcome and maternal residential proximity to natural gas development in rural Colorado – *Environmental Health Perspectives*, 2014, 122(4) :412-417

215 : <http://www.nytimes.com/interactive/2012/05/15/us/exemptions-documents.html>

216 : Crowded roads and fatigued workers contribute to increase in triple fatality accident – *The Houston Chronicle*, 12 septembre 2014

217 : Retzer K. et al. Motor vehicle fatalities among oil and gas extraction workers – *Accidents Analysis and Prevention*, 51: 168-174, 2013

218 : Fatalities among oil and gas extraction workers in United States, 2003-2006 - *Centers for Disease Control and Prevention (CDC)*, Vol. 57, 2008

219 : <http://www.nytimes.com/interactive/2012/05/03/us/death-on-the-job.html>

220 : Toxic workplace: Fracking hazards on the job – *Food and Water Watch*, août 2014

221 : *Ibid*

222 : <http://ehstoday.com/safety/report-shale-gas-boom-driving-workplace-fatalities-higher-north-dakota>

- 223 : <http://insideenergy.org/2014/09/16/dark-side-of-the-boom-what-makes-north-dakota-oil-and-gas-ao-dangerous/>
- 224 : Faut-il avoir peur du gaz de schiste – Le Monde planète, 14 septembre 2014
- 225 : <http://www.nytimes.com/interactive/2012/05/03/us/death-on-the-job.html>
- 226 : An Oil Boom Takes a Toll on Health Care - The New York Times, 27 janvier 2013
- 227 : Asbestos scare halts coal seam gas drilling at Queensland sites – The Sidney Morning Herald, 13 mars 2014
- 228 : https://www.osha.gov/dts/hazardalerts/hydraulic_frac_hazard_alert.html
- 229 : Witter R, Tenney L, Clark S, Newman L. Occupational exposures in the oil and gas extraction industry: state of the science and research recommendations- Am J Indus Med (2014)
- 230 : The social costs of fracking – A Pennsylvania case study – Food and Water Watch, september 2013
- 231 : <http://ecowatch.com/2013/report-fracking-health-risks-pregnant-women-children/>
- 232 : Witter R. Community Impacts of Natural Gas Development and Human Health - Colorado School of Public health, 2012
- 233 : <http://tempsreel.nouvelobs.com/planete/20110421.OBS1669/etats-unis-accident-dans-un-puits-de-gaz-de-schiste.html>
- 234 : http://www.huffingtonpost.com/paul-gallay/gas-industry-spin-cant-co_b_1392676.html
- 235 : <http://marcelluseffect.blogspot.com/2012/12/frackings-cracking-house-foundations.html>
- 236 : <http://www.wellsjournal.co.uk/Insurance-shock-Wells-home-owners/story-20659325-detail/story.html>
- 237 : <http://preserve.lehigh.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2351&context=etd>
- 238 : Suscheil P. Les études d'impact du règlement REACH, TSE, 2013, 65pp
- 239 : L'un des principes de bases de la toxicologie veut que les effets d'une substance toxique soient proportionnels à la dose absorbée. Laura N. et al. Hormones and Endocrine-Disrupting Chemicals: Low-Dose Effects and Nonmonotonic Dose Responses. *Endocrine Reviews* 14 Mars 2012
- 240 : Les perturbateurs endocriniens sont toxiques à très faibles doses de l'ordre de 10^{-6} , 10^{-9} et 10^{-12} mg/kg. On parle de ppm (partie par millions), ppt (partie par trillions) ou ppb (partie par billions) respectivement. Pour donner une idée plus concrète ; 1 ppm est l'équivalent d'½ cuillère à café dans une piscine olympique et 1 ppt = une goutte dans 20 piscines olympiques.
- 241 : L'effet d'un mélange de perturbateurs endocriniens n'est pas forcément égal à la somme des effets de chacune des molécules prises seule. Il peut exister une telle synergie entre les molécules que l'effet toxique s'en trouve décuplé.
- 242 : Edmiston P et al. Flow back water treatment using swellable organosilica

media. SPE: Society of Petroleum Engineer, 2011

Warner N et al. Impacts of shale gas wastewater disposal on water quality in Western Pennsylvania. *Environ Sci Technol*, 47:11849–1185, 2013

243 : <http://projects.propublica.org/graphics/underground-injection-wells>

244 : Abraham Lustgarten, “Poisoning the Well: How the Feds Let Industry Pollute the Nation’s Underground Water Supply,” *ProPublica*, 11 décembre 2012

245 : <http://www.cbc.ca/news/canada/nova-scotia/fracking-waste-water-leak-in-kennetcook-investigated-1.2500500>

246 : Hammer R, VanBrienssen J. In fracking wake: new rules are needed to protect our health and environment from contaminated wastewater – NRDC, mai 2012

247 : <http://www.dailykos.com/story/2013/02/06/1185027/-Pennsylvania-wants-to-use-fracking-waste-as-road-salt>

248 : “Toxic Wastewater Dumped in Streets and Rivers at Night: Gas Profiteers Getting Away With Shocking Environmental Crimes,” *AlterNet*, 15 août 2012

249 : Warner N et al. Impacts of Shale Gas Wastewater Disposal on Water Quality in Western Pennsylvania - Duke University, North Carolina, United States. *Environ. Sci. Technol.*, 47 (20), 2013.

250 : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/340662/traitement-des-eaux-de-fracturation-du-gaz-de-schiste-les-usines-d-epuration-ne-suffisent-pas-estime-un-expert>

251 : <http://www.bouzig-perigord.fr/spip.php?article139>

252 : Ministère de l’environnement et du développement durable, 2009. Rapport sur l’état de l’environnement, 250 p

253 : Golden Rules for a Golden Age of Gas, IEA 2012

Chapitre 5

254 : EPA (Environmental Protection Agency) est dirigée par un administrateur nommé par le président des États-Unis et confirmé par le Sénat américain. Leur travail n’est pas une recherche scientifique, mais leur expertise est reconnue publiquement. Elles sont, à priori, indépendantes du financement des lobbies pétroliers.

255 : State Oil and Gas regulation designed to protect water ressources. Regulation Reference Document. Ground Water Protection Council – NETL – US Department of Energy.

http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/addendum_regs_reference_doc.pdf?_ga=1.231744543.182442655.1420124604

256 : Energy Industry sways Congress with misleading data, *ProPublica*, 8 juillet 2009

257 : State Oil and Gas Regulators Are Spread Too Thin to Do Their Jobs”, Abraham Lustgarten, *ProPublica* 30 décembre 2009

257 : <http://sierraclub.typepad.com/michaelbrune/2010/10/why-dick-cheney-sticks-to-bottled-water.html>

258 : Intervention de Maître Faouzia Bacha, avocate à la cour de cassation, lors d'un séminaire sur la question à la Fondation Abdeljelil Temimi en septembre 2014.

259 : <http://16iacc.org/blog/2014/10/02/governance-tunisian-government-presses-ahead-with-fracking-despite-counter-arguments/>

260 : Amen Group (Amen Bank et Amen Santé), Fuba Printed Circuits, Poulina Holding Group, TAV TUNISIE, Candax Energy et Maghreb Private Equity Fund III.

261 : <http://nawaat.org/portail/2013/08/06/la-genese-du-code-dinvestissement-ou-comment-le-gouvernement-confie-la-preparation-des-lois-aux-privés-et-étrangers/>

262 : <http://www.businessnews.com.tn/en-tunisie-les-verts-broient-du-noir,519,48997,3>

263 : <http://www.turess.com/fr/wmc/13210>

264 : <http://www.tunisia-today.com/archives/18929>

265 : <http://www.themedpartnership.org/med/documents/library/background-documents/naps/en/attachments%7Cattachments%3A020%7Cfile>

Chapitre 6

266 : http://www.tunisieindustrie.gov.tn/upload/documents/debat-energie/VF_Presentation-Energie2013-Public_V1.pdf

267 : <http://www.leconomistemaghrebin.com/2013/06/29/tunisie-une-transition-energetique-simpose-pour-un-futur-meilleur>

268 : Lancement début 2014, du fonds de transition énergétique – Babnet, 10 décembre 2013

<http://www.leconomistemaghrebin.com/2013/11/07/vers-la-creation-dun-fonds-de-transition-energetique-dun-capital-initial-de-100-md/>

269 : <http://www.leaders.com.tn/article/l-energie-et-particulierement-le-gaz-et-petrole-de-schiste-les-grands-absents-du-debat-et-des-programmes-electoraux?id=15273>

270 : <http://www.leaders.com.tn/article/revolution-mondiale-de-l-exploitation-du-gaz-de-schiste-perspectives-pour-la-tunisie?id=15762Leaders>

271 : Tunisia a reliable business partner – The Tunis Times, 7 novembre 2013

272 : Vignola G. Le discours de responsabilité sociale des compagnies pétrolières et son application dans le secteur du transport des produits pétroliers, Université du Québec à Montréal, 2008

273 : <http://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2014/07/16/bradford-county-commissioners-ask-feds-to-investigate-chesapeake-energy/>

274 : <http://ecologie.blog.lemonde.fr/2014/11/18/shell-gdf-suez-et-samsung-cancres-du-developpement-durable/>

275 : <http://www.amnesty.fr/Nos-campagnes/Entreprises-et-droits-humains/Actualites/>

Delta-du-Niger-une-quete-de-justice-7743

276 : Disclosing the facts: transparency and risk in hydraulic fracturing operations 2013 As You Sow, Boston Common Asset Management, LLC, Green Century Capital Management, Inc. and Investor Environmental Health Network

277 : <http://www.usatoday.com/story/money/2014/04/24/fracking-fluid-disclosure/8117133/>

278 : <http://www.newsweek.com/north-carolina-bill-would-make-revealing-fracking-chemical-secrets-felony-251537>

279 : Konschnick K et al. Legal fractures in chemical disclosure laws : why the voluntary chemical disclosure registry FracFocus fails a regulatory compliance. Harvard law School: Environmental Law Program policy Initiative, avril 2013

280 : <http://www.kapitalis.com/tribune/19119-tunisie-tribune-un-scandaleux-projet-de-code-de-l-investissement.html>

281 : <http://www.24hgold.com/English/project.aspx?id=118694182F8350>

282 : http://www.kitco.com/pr/2138/article_01242007045314.pdf

283 : <http://www.mag14.com/capital/63-economie/2803-tunisie-les-vraies-richesses-des-dunes-du-desert.html>

284 : <http://nawaat.org/portail/2014/03/26/luranium-de-sra-ouertane-les-dessous-des-cartes-du-phosphate-convoite/>

285 : <http://nawaat.org/portail/2013/07/02/marsoum-41-un-portail-pour-faciliter-le-droit-a-linformation-aux-citoyens-tunisiens/>

286 : Tunisie : un sommet sur le gaz de schiste interdit aux journalistes – Le courrier de l'Atlas, 21 septembre 2012

287 : <http://www.leaders.com.tn/article/le-gaz-de-schiste-les-peuples-disent-non?id=12448>

288 : http://www.attounissia.com.tn/details_article.php?t=42&a=144604&temp=1&lang
<http://www.leaders.com.tn/article/revolution-mondiale-de-l-exploitation-du-gaz-de-schiste-perspectives-pour-la-tunisie?id=15762>

289 : <http://nawaat.org/portail/2014/03/11/les-ressources-naturelles-en-tunisie-entre-la-necessite-de-la-transparence-et-linfluence-des-lobbies-privées/>

290 : <http://www.businessflood.com/tunisie-la-transparence-des-permis-de-prospection-dhydrocarbures-mise-en-doute/>

291 : <http://www.babnet.net/cadredetail-86650.asp>

292 : <http://www.gnet.tn/actualites-nationales/hydrocarbures/anc-prolongation-de-permis-refusee-grave-deficit-energetique/id-menu-958.html>

293 : Journal Officiel de la République de Tunisie - 19 décembre 2014

294 : <http://public-accountability.org/2013/03/industry-partner-or-industry-puppet/>

295 : <http://www.nytimes.com/2011/11/20/magazine/fracking-amwell-township>

html?pagewanted=all

296 : Buisset S, Oye O, Selleslaghs J Lobbying Shale gas in Europe, 2012

297 : <http://www.foeeurope.org/fracking-brussels-240714>

298 : <http://www.greens-efa.eu/fr/astroturfing-in-the-ep-8588.html>

299 : Foot on the gas, Laura Weis, Corporate Europe Observatory, novembre 2012

300 : <http://www.foeeurope.org/fracking-brussels-240714>

301 : <http://rue89.nouvelobs.com/rue89-planete/2012/08/20/gaz-de-schiste-comment-total-co-travaillent-lopinion-234689>

302 : http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors03/aut03/p62_76.ashx

303 : http://money.cnn.com/2011/11/16/news/economy/clean_fracking/index.htm

304 : <http://www.shaleenargentina.com.ar/quimicos.htm>

305 : Gaz de Schiste: une filière écologique et profitable pour le Québec ? - IRIS, 2011

306 : <http://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2013/08/27/dep-attempted-to-supress-controversial-study-that-criticized-shale-gas/>

Chapitre 7

307 : Docteur américaine en biologie, militante écologiste et auteur de plusieurs livres qui traitent de l'environnement. Elle a été emprisonnée pour ses positions contre la fracturation hydraulique à deux reprises entre 2013 et 2014.

308 : <http://www.wikistrike.com/article-le-fbi-cible-les-activistes-politiques-comme-terroristes-74854635.html>

309 : <http://ecowatch.com/2013/04/18/anti-fracking-activist-sandra-steingraber/>

310 : http://www.nytimes.com/2014/12/01/world/russian-money-suspected-behind-fracking-protests.html?_r=0

311 : Gaz de schiste : Yoko Ono et Sean Lennon chantent contre la fracturation – Le Monde, 15 mars 2013

312 : A Chat on New York's Shale Gas Ban with Anti-Fracking Superhero Mark Ruffalo – New York Times, 2 décembre 2011

313 : Anti-fracking protesters clash with police at drilling site near Manchester – The Guardian, 13 décembre 2013

314 : Anti-fracking protesters halt Sussex shale gas operation – The Guardian, 25 juillet 2013

315 : Pungesti, le village roumain qui résiste au gaz de schiste – Le Monde, 23 décembre 2013

316 : Des-manifestants bloquent l'accès au premier forage de gaz de schiste en algérie - El Watan, 2 janvier 2015

317 : <http://www.cbc.ca/news/world/vermont-becomes-1st-state-to-ban-fracking-1.1206569>

318 : <http://www.reuters.com/article/2014/05/21/california-fracking-idUSL1N00700J20140521>

319 : New Mexico county first in nation to ban fracking to safeguard water - The Los Angeles Time, 28 mai 2013

320 : http://www.huffingtonpost.com/2014/12/17/cuomo-fracking-new-york-state_n_6341292.html

321 : <http://hawaiitribune-herald.com/sections/news/local-news/council-oks-ban-fracking.html>

322 : http://www.syracuse.com/news/index.ssf/2011/06/texas_becomes_first_state_to_r.html

323 : <http://westchestergazette.blogspot.com/2014/09/city-city-of-grand-prairie-tx-should.html>

324 : Les habitants de Denton viennent d'interdire l'extraction de nouveaux puits. Une première au Texas – Les Echos, 17 décembre 2014

325 : <http://thegazette.com/2013/02/04/allamakee-supervisors-approve-frac-sand-mining-moratorium/>

326 : <http://www.desmogblog.com/maryland-house-votes-moratorium-shale-gas-development-and-fracking>

327 : West Virginia City Bans Gas Drilling And Fracking - Metronews 11 Mai 2011

328 : Morgantown bans fracking – Metronews 22 juin 2011

329 : http://wvhighlands.org/wv_voice/?cat=30 objections to fracking popping up all over

330 : <http://keeptapwatersafe.org/global-bans-on-fracking/>

331 : <http://canadians.org/blog/frack-or-not-frack-yukon-herein-lies-nations-future>

332 : <http://www.tahltan.org/s/NewsReleases.asp> [Accessed March 15].

333 : [http://novascotia.ca/news/release/Government to prohibit hydraulic fracturing](http://novascotia.ca/news/release/Government%20to%20prohibit%20hydraulic%20fracturing)

334 : <http://montrealgazette.com/news/quebec/couillard-rules-out-fracking>

335 : <http://www.cbc.ca/news/canada/new-brunswick/shale-gas-moratorium-details-unveiled-by-brian-gallant-1.2877440>

336 : <http://www.argentinaindependent.com/currentaffairs/rio-negro-town-bans-fracking>

337 : <http://blogs.mediapart.fr/edition/climatiques/article/121214/les-anti-fracking-au-sommet-des-peuples-lima>

338 : <http://vamosuruguay.com.uy/moratoria-sobre-proyectos-de-fractura-hidraulica-para-obtencion-de-gas-o-petroleo/>

- 339 : <http://66.232.150.6/users/Bigben/comments/?page=6>
- 340 : <http://www.stuff.co.nz/environment/6309642/Plea-for-Canterbury-fracking-moratorium>
- 341 : <http://www.stuff.co.nz/national/6443329/Fracking-the-new-nuke-free>
- 342 : <http://blog.slate.fr/tendances-environnement/2014/06/27/917/>
- 343 : <http://www.legazdeschiste.fr/debat-et-reglementation/06022013,la-bulgarie-ne-compte-pas-lever-son-moratoire-sur-le-gaz-de-schiste,433.html>
- 344 : <http://www.abc.es/agencias/noticia.asp?noticia=1743965>
- 345 : <http://www.iuandalucia.org/iu-considera-un-paso-adelante-la-moratoria-andaluza-del-fracking-seguira-trabaja>
- 346 : www.foe-scotland.org.uk/fracking-moratorium-scotland
- 347 : <http://www.vie-publique.fr/actualite/panorama/texte-vote/loi-du-13-juillet-2011-visant-interdire-exploration-exploitation-mines-hydrocarbures-liquides-ou-gazeux-par-fracturation-hydraulique-abroger-permis-exclusifs-recherches-comportant-projets-ayant-recours-cette-technique.html>
- 348 : <http://nofrackingfrance.fr/irlande-2-ans-de-moratoire-sur-les-permis-dexploration-de-gaz-de-schiste-10400>
- 349 : <http://www.belfasttelegraph.co.uk/news/local-national/northern-ireland/gas-fracking-is-put-on-hold-by-northern-ireland-assembly-28689729.html>
- 350 : Ministère du développement économique, Italy's National Energy Strategy: for a more competitive and sustainable energy, octobre 2012
- 351 : http://ec.europa.eu/belgium/belgoview/essentiel/130724_energie_fr.htm
- 352 : <http://www.naturalgaseurope.com/netherlands-formalises-fracking-moratorium-21136>
- 353 : <http://66.232.150.6/users/Bigben/comments/?page=6>
- 354 : <http://www.legazdeschiste.fr/prospection-en-europe/13122012,le-royaume-uni-leve-le-moratoire-sur-la-fracturation-hydraulique,330.html>
- 355 : <http://www.legazdeschiste.fr/exploitation-en-europe/19082012,la-roumanie-prolonge-son-moratoire-contre-le-gaz-de-schiste-jusqu-en-2014,14.html>
- 356 : <http://www.swissinfo.ch/fre/en-suisse-aussi--il-y-a-de-l-eau-dans-le-gaz-de-schiste/30267674>
- 357 : <http://www.migrosmagazine.ch/societe/environnement/article/exploiter-du-gaz-de-schiste-en-suisse-difficile-mais-pas-impossible>
- 358 : http://www.lemonde.fr/planete/article/2012/09/10/l-afrique-du-sud-leve-son-moratoire-sur-l-exploration-du-gaz-de-schiste_1757921_3244.html
- 359 : <http://geopolis.francetvinfo.fr/algerie-le-sud-senflamme-contre-le-gaz-de-schiste-50451>
- 360 : <http://www.leaders.com.tn/article/pourquoi-la-tunisie-surseoit-a-l-exploitation-du->

gaz-de-schiste?

361 : Network for Oil and Gas Accountability and Protection 2014

362 : <http://naturealerte.blogspot.com/2012/09/25092012quebec-ni-nucleaire-ni-gaz-de.html>

363 : Un dialogue national début septembre sur le gaz de schiste – Leaders, 27 août 2014

364 : Mehdi jomaa : Le gaz de schiste sera exploité malgré les critiques – Tuniscope, 4 septembre 2014

365 : <http://directinfo.webmanagercenter.com/2014/09/04/tunisie-energies-le-projet-dexploitation-du-gaz-de-schiste-est-toujours-dactualite/>



En 2012, le gouvernement tunisien annonce que Shell va explorer le sous-sol de la région de Kairouan pour estimer le potentiel en huile et gaz de schiste avant de procéder à son exploitation. Le sous-sol tunisien en serait riche, avec de quoi répondre aux besoins énergétiques de la nation pendant 80 ans. Ce cadeau providentiel s'accompagnerait de milliers d'emplois, générant une richesse capable de dopper la croissance économique et d'offrir une solution inespérée pour la, désormais nécessaire, transition énergétique du pays. L'expérience américaine de cette industrie révèle pourtant une face cachée dont la controverse s'étend aujourd'hui mondialement. Entre pollution massive des eaux souterraines, contamination de l'air et des eaux de rivières, répercussion sur la santé des populations locales, et contributions économiques douteuses, l'industrie du gaz de schiste a tout de la fausse solution pour des gouvernements et des entreprises en soif d'opportunités économiques et énergétiques. Un bras de fer s'engage entre la société civile, qui tire la sonnette d'alarme sur les risques importants pour l'environnement et la santé humaine, et les gouvernements, qui se succèdent au rythme de la situation politique mouvante. Aujourd'hui, plus que jamais, le gouvernement tunisien semble décidé à s'engager dans cette voie « malgré les critiques ».

Ce rapport a pour but d'éclairer le grand public et les décideurs politiques en apportant des informations sur les conséquences sanitaires, environnementales et socio-économiques de l'industrie du gaz de schiste.

