

Un pays comme l'Algérie reste une cible potentielle pour cette industrie. L'Algérie qui a accepté d'ouvrir son secteur à l'exploration dans le Sahara algérien au risque et au péril des d'environ 12 milliards de mètre cubes d'eau souterraine douce et malheureusement fossiles. Un danger environnemental majeur qui guète et menace ce potentiel hydrogéologique du Sahara algérien à travers ces deux types de gisements d'eau ; l'albien terminal et l'albien intercalaire qui reste un très bon exemple d'étude dans le futur.

La réalité c'est que le secteur algérien des hydrocarbures traverse une crise de production et de découverte. Même avec un ratio de 55 ans de réserves, l'accès à certains gisements reste conditionné. Du coup, le recours au gaz de schiste n'est pas un choix mais une obligation.

Par ailleurs, n'est-il pas osé d'ouvrir tout le territoire algérien à la prospection de gaz de schiste ? La question reste posée et à première vue elle le restera pour toujours. Il aurait été plus judicieux d'ouvrir des zones de prospection témoins au niveau du Sahara, des régions Centre et Nord et de mesurer le degré d'impact sur l'environnement ainsi que la capacité des organismes de contrôle, l'engagement environnemental des entreprises d'exploration et enfin le degré de conscience et d'information du citoyen. En termes de contrôle, les États-Unis disposent d'un arsenal de lois et d'organismes qui œuvrent à la préservation de l'environnement et de la qualité de vie du citoyen, et puis afin que la logique économique ne l'emporte pas sur le bien-être commun. Dire que l'Algérie pourrait faire comme les États-Unis du point de vue de la réglementation et du contrôle relève de l'utopie, mais cela pourrait se construire dans le temps. Or malheureusement, le problème c'est justement le temps. C'est là qu'il faut laisser ses projets de loi parvenir à maturité et faire bâtir des plateformes de contrôle solides. Que faire ? Y aller doucement, mais sûrement.

#### Liste des références

1. J. Daniel Arthur. Brian Bohm. David Cornue, « Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development ». Society of Petroleum Engineers, SPE, 2009
2. Rapport conjoint d'Advanced Resources International, Inc. et AIE, EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, juin 2013, [http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/chapterxiv\\_xiv.pdf](http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/chapterxiv_xiv.pdf)
3. Cf. Anthony N. Martin, Hughes Baker, « The Potential Pitfalls of Using North American Tight and Shale Gas Development Techniques in the North African and Middle Eastern Environments », SPE Economics & Management, 2011/4, p. 147-157.
4. AIE, 2010.
5. Sylvie Cornot-Gandolphe. « Impact du développement du gaz de schiste aux États-Unis sur la pétrochimie européenne ». Octobre 2013. Disponible sur [www.lfri.org](http://www.lfri.org)
6. La productivité a été multipliée par 7 sur le gisement de Fayetteville entre 2007 et 2012
7. G. Lapiche. Les Etats-Unis, bientôt exportateurs de GNL. Disponible sur [www.energie.sia-partners.com](http://www.energie.sia-partners.com)

production de gaz naturel ; et puis il y a la demande supplémentaire de gaz naturel du fait de l'Europe qui cherche à réduire sa dépendance au gaz russe ; de même que l'expansion rapide des installations de liquéfaction de GNL dans la région et l'importante infrastructure de pipelines connectée au réseau européen de distribution du gaz. Ce qui signifie que tout le gaz produit à partir des gisements de schiste pourrait être relativement facile à écouler sur le marché. Par conséquent, l'Algérie est de tous les pays qui forment le MENA celui qui a le plus grand potentiel pour développer le gaz non conventionnel. Dans cette logique, le gaz de schiste entrerait en complémentarité avec le gaz conventionnel et ce non pas de sorte à augmenter la production à des fins de superprofits, mais pour combler des brèches qui résultent de l'augmentation de la consommation du marché intérieur et atteindre un équilibre énergétique régional. Restent cependant de nombreux obstacles à surmonter lesquels comprennent le coût des opérations de développement sur le terrain régional, le manque d'incitations fiscales concrètes, la carence des infrastructures et la difficulté de faire des affaires dans la région MENA en général et en Algérie en particulier.

### Conclusion

En somme, La fracturation hydraulique a permis aux États-Unis d'accéder aux ressources de gaz et de pétrole non conventionnels, modifiant radicalement la scène énergétique américaine (Sylvie Cornot-Gandolphe, 2013). La productivité des puits de gaz non conventionnel s'est améliorée (La productivité a été multipliée par 7 sur le gisement de Fayetteville entre 2007 et 2012) au fil des évolutions technologiques, augmentant de manière considérable les capacités de production des États-Unis. Depuis 2009, les États-Unis sont devenus le premier producteur mondial de gaz, devançant la Russie. Les gaz non conventionnels représentent aujourd'hui près de 60%

de la production nationale, une part qui pourrait atteindre 75% d'ici 2035. Avec une croissance estimée à 1% par an, la production pourrait dépasser la consommation intérieure en 2020 : les États-Unis deviendraient exportateurs nets de gaz naturel (G. Lapiche. Les États-Unis, bientôt exportateurs de GNL). Cette possibilité est vivement encouragée par les groupes gaziers tels que Devon et Exxon Mobil qui sont à la recherche de nouveaux relais de croissance. Mais à quel prix ? Au détriment d'un environnement déjà fragilisé par une trentaine d'années d'exploitation sans compter les centaines d'années d'exploitation d'hydrocarbures conventionnels. Drôle de vision dans un pays qui a investi des millions voire des milliards de dollars afin de pouvoir l'existence de l'eau dans l'univers, alors qu'elle est entre nos mains et on ne la préserve pas.

L'industrie pétro-gazière vise désormais d'autres pays ayant des réserves considérables et jouissant de situations géographiques prometteuses proche des marchés gaziers internationaux. Sans expérience et ayant capital environnemental à préserver qui est à la limite vierge, ces nouvelles cibles ne possèdent pas de cadre réglementaire abouti ni institution de contrôle environnemental, ce qui constitue un risque environnemental majeur.

Les tableaux 7 et 8 montrent respectivement la répartition par région des réserves de gaz de schiste et des réserves prouvées associées à la production et à la consommation dans les pays du MENA. Rien de surprenant à ce que les cinq meilleurs producteurs de gaz naturel de la région MENA se trouvent parmi les détenteurs des plus grandes réserves de gaz de schiste : Iran, Qatar, Arabie saoudite, Égypte. Si l'on suit le tableau I-8, en divisant la quantité des réserves prouvées par la production annuelle de l'année précédente on obtient un ratio représentant la durée de vie du gisement. Si l'on suit les données du tableau I-7, on peut classer les pays du MENA en quatre groupes distincts (Cf. Anthony N. Martin, Hughes Baker, 2011, p147-157):

- Principaux producteurs avec un ratio significatif entre production et réserves : Ce groupe comprend l'Iran, le Koweït, la Libye, l'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis. Ce groupe de cinq dispose de 38% des réserves mondiales prouvées et ne consomme que 10% de la totalité produite.
- Pays disposant de réserves significatives non exploitées : Ce groupe comprend l'Irak et le Yémen. L'accent étant mis sur ces deux pays compte tenu de leurs réserves. Malheureusement, l'instabilité qui y règne a retardé toute exploitation de gaz naturel tangible, ce qui laisse peu de chances au gaz non conventionnel.
- Principaux pays producteurs, mais avec faible ratio entre production et réserves : Ce groupe comprend Oman, la Syrie, la Tunisie et enfin dans une moindre mesure l'Algérie. Ce groupe se caractérise par une forte incitation à la prospection, à la valorisation et à la production de ce type de ressources. À part la Syrie, ces pays présentent l'avantage d'une stabilité politique et sécuritaire satisfaisante même après les printemps arabes. L'Algérie se distinguant ici par son économie à risque qui reste tributaire des exportations d'hydrocarbures reste avantagée par une possible reconversion des installations liées au gaz naturel dans l'utilisation du gaz de schiste.
- Pays à forte consommation de gaz et faibles réserves prouvées : Ce groupe comprend la Turquie, le Maroc, la Jordanie, le Liban, etc. Ces pays ont tous un fort potentiel de gaz et de pétrole de schiste, cette nouvelle venant conforter la présence d'un offshore de près de 3 400 milliards de m<sup>3</sup> dans les eaux territoriales du Liban, de la Syrie, d'Israël et des territoires occupés (AIE, 2010). Ces pays ont tous une industrie gazière très faiblement dotée d'installations, ce qui rendrait leurs accessions respectives au circuit des producteurs-exportateurs difficile et lourde en investissement.

Cette présentation permet de situer l'Algérie par rapport aux pays du MENA. En effet le pays, en tant qu'acteur majeur dans l'approvisionnement des marchés internationaux (9<sup>e</sup> producteur mondial) a une économie soumise à la rente pétro-gazière (cf. *supra*). Avec ses 55 ans de réserves prouvées aux taux de production actuels (cf. tableau 2), l'Algérie devrait être théoriquement peu intéressée au développement de ressources non conventionnelles. Mais elle a un amont considérablement structuré et un aval largement doté d'infrastructures de

**Tableau I-7: Réserves mondiales par région de gaz non conventionnel**

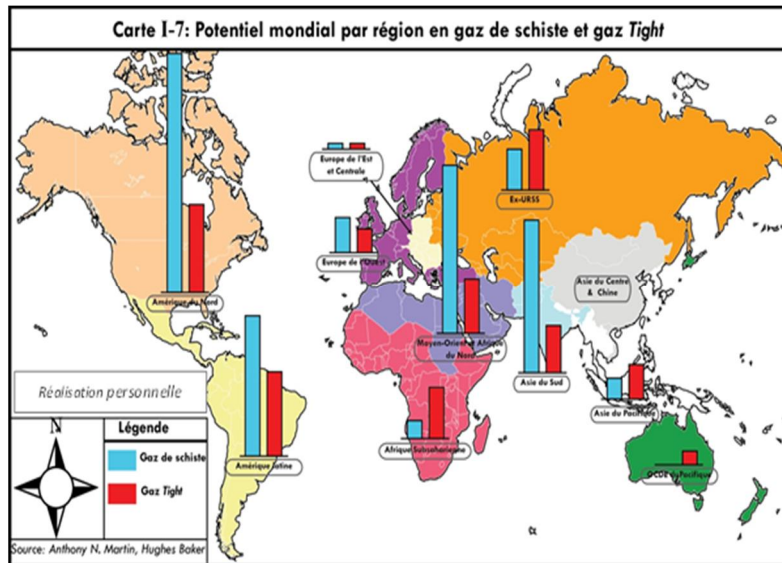
Code	Zone	Réserves en gaz serré (milliards m3)	Réserves de gaz schiste (milliards m3)
<b>NAM</b>	Amérique du Nord	<b>38 822,40</b>	<b>1 099 327,86</b>
<b>LAM</b>	Amérique Latine & les Caraïbes	<b>36 613,68</b>	<b>1 036 784,04</b>
<b>WEU</b>	Europe de l'Ouest	<b>9 995,85</b>	<b>283 050,86</b>
<b>EEU</b>	Europe Centrale & Europe de l'Est	<b>2 208,71</b>	<b>62 543,82</b>
<b>FSU</b>	Ex-URSS	<b>25 513,48</b>	<b>722 461,27</b>
<b>MEN A</b>	Moyen Orient & Afrique du Nord	<b>23 304,76</b>	<b>659 917,45</b>
<b>AFR</b>	Afrique subsaharienne	<b>22 200,41</b>	<b>628 645,55</b>
<b>CPA</b>	Asie Centrale	<b>9 995,85</b>	<b>283 050,86</b>
<b>SAS</b>	Asie du Sud	<b>19 963,38</b>	<b>565 299,88</b>
<b>PAS</b>	Autre Asie du Pacifique	<b>15 545,95</b>	<b>440 212,25</b>
<b>PAO</b>	Pays OCDE du pacifique	<b>5 550,10</b>	<b>157 161,39</b>
<b>Total</b>		<b>209 714,57</b>	<b>5 938 455,24</b>

Source: Anthony N. Martin, Hughes Baker

**Tableau I-8: Réserves mondiales par région de gaz conventionnel**

N°	Pays	Réserves prouvées de gaz conventionnel (milliards m3)	Production en 2009 (milliards m3)	Consommation en 2009 (milliards m3)	Ratio (années) Réserves/pr oduction
1	Algérie	4 502,38	81,44	28,77	55,3
2	Bahreïn	93,45	12,57	12,57	7,4
3	Egypte	1 656,54	62,69	44,37	26,4
4	Iran	29 591,10	131,16	131,65	225,6
5	Irak	3 171,49	1,16	1,16	2 731,7
6	Territoires occupés	31,15	1,56	3,26	20,0
7	Jordanie	5,66	0,25	3,09	22,2
8	Koweït	1 798,12	11,50	12,37	156,4
9	Liban	0,00	0,00	0,00	-
10	Libye	1 540,44	15,91	6,00	96,8
11	Maroc	56,63	0,06	0,57	1 000,0
12	Oman	849,51	24,78	14,72	34,3
13	Qatar	25 456,85	89,31	21,10	285,0
14	Arabie Saoudite	7 475,65	78,44	78,44	95,3
15	Soudan	0,00	0,00	-	-
16	Syrie	240,69	6,20	7,11	38,8
17	Tunisie	65,13	3,60	4,84	18,1
18	Turquie	5,66	0,71	35,06	8,0
19	Emirats Arabes Unis	6 059,81	48,85	59,07	124,1
20	Yémen	478,55	0,00	0,00	-
<b>Total</b>		<b>83 078,80</b>	<b>570,19</b>	<b>464,14</b>	<b>-</b>

Source: Anthony N. Martin, Hughes Baker



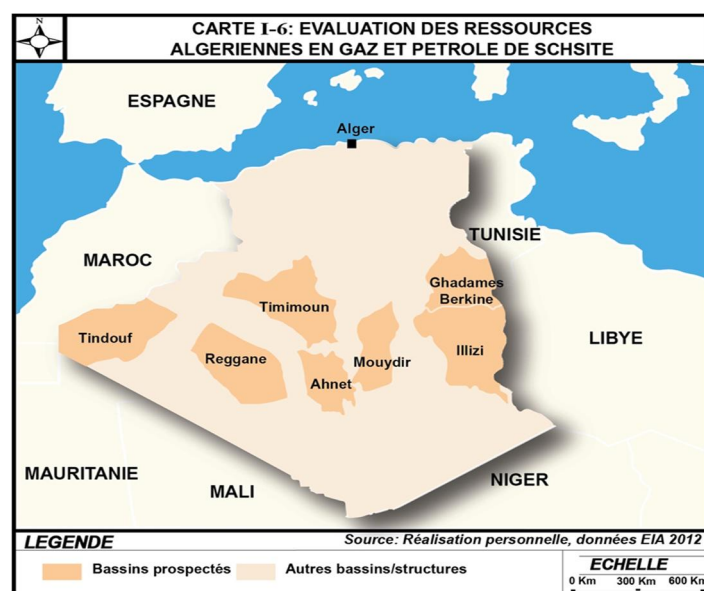
La réussite du projet du pétrole et du gaz de schiste aux États-Unis a bien sûr suscité l'engouement d'autres pays du monde qui possèdent ce type de réserves. Un engouement injustifié dans certains cas vu que les pays doivent à la fois disposer de réserves suffisantes au développement de cette activité et de la technologie associée à une logistique de traitement et de transport. Or, la seule région qui dispose d'un tel panel d'avantages est l'Amérique du Nord qui combine des réserves considérables, une technologie de pointe et la réglementation qui régit cette activité tout en préservant l'environnement, en assurant tant la sécurité énergétique à la nation qu'une rente financière pour l'exploitant comme pour l'opérateur. Vu le potentiel de gaz de schiste dont les pays du MENA disposent, on a assisté ces dernières années à une volonté des grandes sociétés d'exploitation de la région de prendre part aux opérations d'exploration et d'exploitation de gaz de schiste aux côtés des entreprises américaines et canadiennes avec pour objectif d'acquérir une expérience et la technologie pouvant être appliquées à des formations similaires dans la région MENA et ailleurs dans le monde. Ce qui semble une stratégie évidente et sage, mais malheureusement le problème, ici, n'est pas d'ordre stratégique mais de nature tactique (Cf. Anthony N. Martin, Hughes Baker, 2011, p147-157). L'activité relative au gaz et au pétrole de schiste reste très faible ou à un stade expérimental en dehors de l'Amérique du Nord. Dire qu'un pays comme l'Algérie n'a jamais entrepris de forage d'essai associé à une fracturation hydraulique est probablement faux, étant donné que l'Algérie comme le Mexique, l'Allemagne, l'Argentine, l'Australie, la Tunisie, l'Arabie saoudite et Oman ont réalisé neuf forages dont deux pour l'Arabie saoudite à elle seule ; ces forages d'essai ont tous été réalisés dans le plus grand secret afin de ne pas provoquer de réactions de l'opinion publique qui reste très sceptique vis-à-vis du gaz non conventionnel, alors qu'on n'est pas sûr de la pertinence des essais.

tranche. Sa deuxième tranche est attendue en 2018 cumulant une capacité quelques 36 milliards de mètres cubes, ce qui avoisine les capacités de production algérienne de GNL. Qui plus est : sur les quelque 94 méthaniers commandés et à livrer avant 2017, pas moins de 24 unités l'ont déjà été ou sont en cours de livraison. Il faut noter que la taille moyenne de ces bateaux est de plus de 164 000 mètres cubes, soit 40% au-delà de celle des bâtiments de la flotte d'*Hyproc*, la filiale de la *Sonatrach* chargée du transport des hydrocarbures. On s'achemine donc à court terme vers une abondance de GNL et des moyens de le transporter.

### III. Et l'Algérie dans tous ça ! quel exemple ?

- Prédilection géologique, vers une *pétrolisation* du schiste

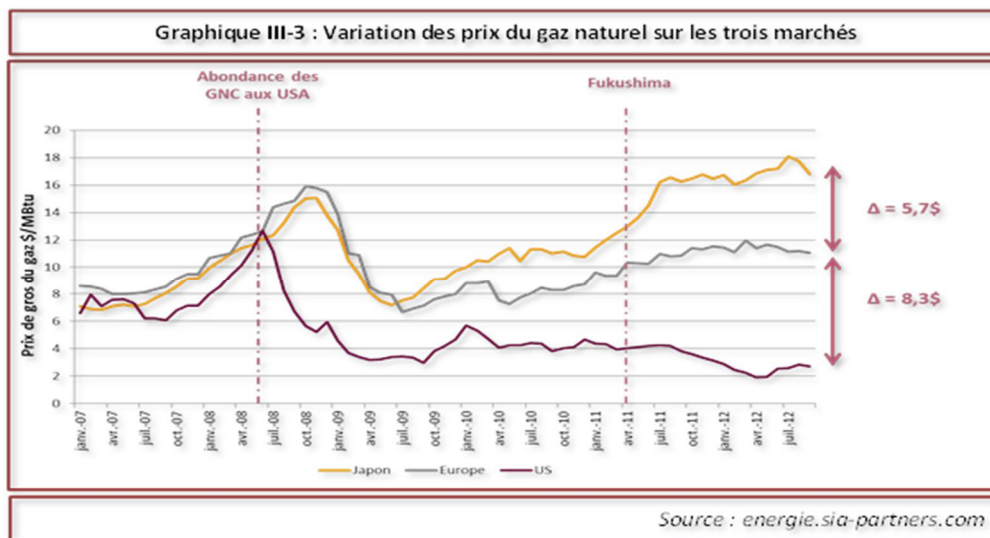
Les bassins d'hydrocarbures algériens consistent dans deux formations de gaz et de pétrole, le schiste du Silurien Tannezuft et celui du Dévonien frasien. Une analyse de l'AIE (Rapport conjoint d'Advanced Resources International, 2013) a examiné sept des bassins de gaz et de pétrole de schiste, soit les bassins de Ghadamès (Berkine) et d'Illizi dans l'Est de l'Algérie, ceux de Timimoun, l'Ahnet et Mouydir dans le Centre, ceux de Reggane et de Tindouf dans le Sud-Ouest (cf. carte I-6 infra).



Selon l'évaluation de l'AIE, ces sept bassins contiennent un volume possible de 96 815, 30 milliards de m<sup>3</sup> de gaz de schiste in situ avec 20 020 milliards de m<sup>3</sup> de réserves prouvées classées comme techniquement récupérables. En outre, six de ces bassins détiennent 121 milliards de réserves probables de pétrole de schiste et de condensats, dont 5,7 milliards de barils de réserves prouvées de pétrole de schiste jugés techniquement récupérables.

- L'Algérie par rapport au MENA, un leader régional

En ce qui concerne le GNL, le premier prérequis de son exportation est la rentabilité économique. Le prix du gaz sur les marchés ciblés doit couvrir les coûts de production du gaz naturel, notamment sur les gisements non conventionnels, ceux du transport par méthanier et ceux de la transformation (liquéfaction et regazéification). Fin 2012, il y avait aux États-Unis une vingtaine de projets de terminaux de liquéfaction de GNL destinés à l'exportation pour une capacité totale cumulée dépassant les 300 milliards de mètres cubes, soit l'équivalent de 80% de la capacité mondiale actuelle de liquéfaction. Certes, l'ensemble de ces projets ne seront pas réalisées ; mais déjà celle d'une partie d'entre eux bouleverserait complètement le marché mondial du gaz dont l'Algérie est à la fois acteur et partie prenante.



Aux États-Unis, l'exploitation à grande échelle des gisements de gaz non conventionnel a fait chuter de manière drastique les prix intérieurs. Le *Henry Hub* est en effet passé de 12 dollars le MBtu fin 2008 à 2,1 dollars. Quant aux prix des marchés de l'Europe et de l'Asie, ils restent de plus en plus chers. L'impact de ce *spread*<sup>2</sup> ne cesse de s'accroître. Devant un fort décalage de prix allant du simple au quintuple entre les trois marchés gaziers classiques<sup>3</sup>, il n'a pas fallu beaucoup d'ingéniosité aux Américains pour comprendre la nécessité de construire des terminaux de liquéfaction afin de pouvoir exporter et inonder les marchés asiatiques. En effet, en juin 2012 le *Henry Hub* était à 2,1 dollars/MBtu contre 17,4 dollars/MBtu pour le GNL japonais, ce qui rendait très attractif ce potentiel d'exportation notamment à destination de l'Asie, sous réserve d'une maîtrise des coûts de production. C'est ainsi que la réalisation des trains de liquéfaction de *Cheniere Energy* au terminal de Sabine Pass a bien démarré. S'il n'y a pas cas de force majeure, cette plateforme devrait être opérationnelle en 2016 dans sa première

<sup>2</sup> La différence de prix sur deux marchés distincts. Il est ici question du *spread* entre le *Henry Hub*, place du marché américain, et le marché du GNL japonais représentatif de l'Asie.

<sup>3</sup> Il y a trois marchés principaux du gaz dans le monde qui correspondent aux trois régions développées : le marché nord-américain (*Henry Hub*), le marché ouest-européen et le marché est-asiatique avec le Japon et la Corée du Sud sans oublier la voracité énergétique de la Chine.

telles que les bassins de stockage peut être mutualisée afin de les utiliser pour plusieurs puits, mais cela reste conditionnée à un groupement.

✓ ·Déchets, gestion post- fracturation

Après l'application de la de fracturation hydraulique et lorsque la pression de pompage commence à décroître, les fluides à base d'eau de commencent à refluer à travers le tubage du puits. Cette eau est appelée eau de reflux et se compose de fluides de fracturation, des constituants dissous de la formation elle-même (les minéraux présents dans les schistes, ainsi que les eaux de saumure qui peuvent être piégées dans les pores naturels contenus dans les schistes). La majeure partie des reflux d'eau est produite en un laps de temps de quelques heures à quelques semaines. Dans les différents bassins et gisements de gaz de schiste, Le volume d'eau reflux peut représenter moins de 30% à plus de 70 % de la quantité initiale d'eau de fracturation. Dans certains cas, la production de l'eau de reflux peut se poursuivre pendant plusieurs mois après la production de gaz de schiste. L'opérateur de gaz de schiste gère l'eau produite à travers une variété de mécanismes, incluant : l'injection souterraine, épuration et le recyclage. L'injection souterraine n'est pas possible dans tous les cas vu qu'il doit y avoir une formation poreuse et perméable, capable de recevoir les fluides injectés, poche de la zone du puits.

✓ Fracturer dans des milieux habités, l'audace industrielle

L'exploitation pétrolière et gazière a toujours attiré l'attention du public à travers des organisations non gouvernementales (ONG) et divers groupes environnementaux locaux engagés dans leurs missions qui se sont fixées à savoir la protection de l'environnement. Ces partis ont publié des études approfondies sur implications environnementales et les risques potentiels du pétrole et de gaz de schiste. Toutefois, avec l'expansion rapide de la production de gaz de schiste en particulier dans les zones densément peuplées, l'inquiétude s'est dessinée dans l'esprit des citoyens qui se sont constitués en communauté et groupes environnementaux en quête d'informations et de réponses à leurs déboires. Internet et les organes de presse locaux ont joué un rôle important dans la mesure où ils véhiculent leurs droits à l'information. Au Etats Unis, l'inquiétude du public pour l'utilisation de l'eau dans le *Barnett Shale* au cours de la sécheresse de 2005-2006 a incité l'organisation du Comité de conservation et de gestion des eaux de Barnett Shale, composée de représentants de l'industrie, à réaliser une étude détaillant la consommation d'eau de fracturation hydraulique dans la région, faisant de même que le *Texas Water Development Board*. D'autre cas font aussi craindre une avancée de plus en plus audacieux vers des zones à forte urbanisation dans les États Pennsylvanie, de New York ou l'Ohio qui couvre les Schistes ou bassin de Marcellus qui ont provoqué des secousses dans des zone habitées.

## II. GNL, la phase d'après ou l'aboutissement



rurales, et l'atténuation peut ne pas être nécessaire. Dans la même logique la réduction du nombre de puits permet d'avoir moins de déchet.

c) Nuisances environnementales, la boîte noire

- Du gaz au détriment de l'eau, quel prix ?

Parmi les points qui ont suscité le plus de polémique dans l'extraction du gaz du schiste c'est l'ultra-consumérisme de l'eau. En effet, les travaux de forage avec fracturation hydraulique d'un puits horizontal de gaz de schiste nécessitent entre 11 millions et 15 millions<sup>1</sup> de litres d'eau. Vu que le développement du gaz de schiste est nouveau dans certaines régions, les besoins en eau des ces infrastructures peuvent être source de contestation. L'eau est soit prélevée de la surface, cours d'eau ou eau stagnante, ou à partir des nappes souterraines qui peuvent être fossiles dans certaines régions. Les entreprises d'exploitation emploient également des solutions de recharge, comme faisant usage de variations saisonnières du débit du fleuve pour capter l'eau lorsque le débit d'eau de surface est au plus fort de la saison. Cette utilisation permet dans les zones à moyenne et forte pluviométrie une planification des prélèvements pour éviter un éventuel dérèglement sur l'approvisionnement des riverains, mais qu'en est-t-il des zones désertiques, telles que le Sahara algérien ?

- Gestion des résidus de boues, le point de désaccord
  - ✓ Pendant les travaux de forage

Un puits de gaz de schiste génère une variété de fluides résiduaires sur les lieux. Pendant les travaux de forage, la boue qui en résulte ainsi que la boue saturée produite doivent être gérées sur les lieux. Par ordre de grandeur, le volume de boue correspond à peu près à la taille du puits foré. Certes, un puits horizontal peut générer deux fois plus de déchets qu'un forage vertical, mais toutefois, comme indiqué ci-dessus, un puits horizontal remplace quatre verticaux. Les déchets de forage sont gérés sur site, soit dans des fosses ou dans des cuves en acier. Chaque fosse est conçue de telle manière à éviter toute contamination des ressources vulnérables d'eau qu'elles soient surfaciques ou souterraines. Au Etats Unis, les fosses sont standardisées mais avec des dimensions qui diffèrent d'une région à une autre. La problématique majeure est qu'elles défigurent le paysage. Vu le temps qu'elles prennent pour sécher, les boues stagnées représentent un risque supplémentaire de perturbation du cycle écologique de la zone. Les réservoirs en acier peuvent être des alternatives pour stocker la boue de forage dans certains environnements sensibles mais ce n'est pas la solution idéale. Certes, le développement des forages horizontaux a le pouvoir de réduire le nombre de sites ainsi et que de les regrouper de sorte que la gestion des installations

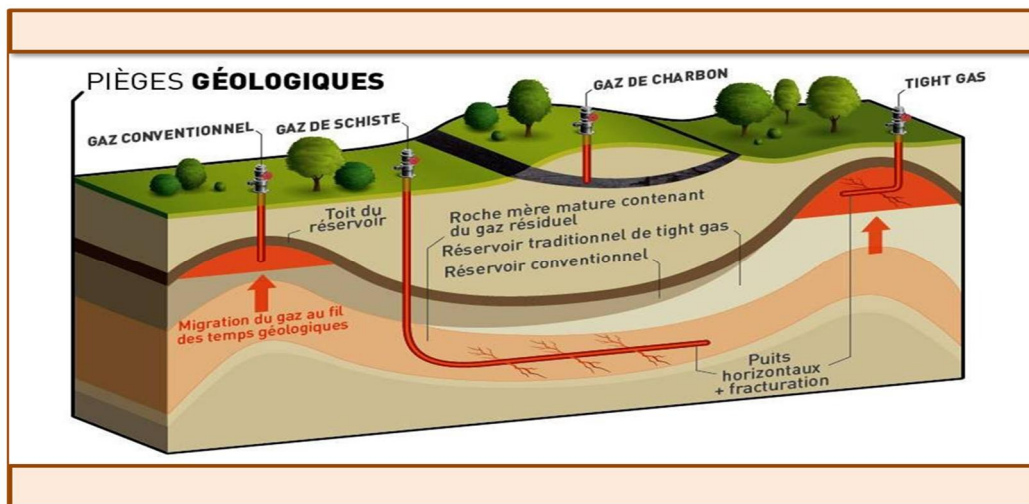
---

<sup>1</sup> Dans une région aussi pauvre en eau que la MENA et avec une moyenne de 50 litres/jour/personne cette quantité peut assurer une autonomie d'un village de quelques 800 personnes sur une année

fortement réduite par dilution dans le fluide pompé et par la réaction de l'acide avec la roche de la subsurface qui convertit l'acide en sels inertes.

b) Le forage horizontal

La technologie de forage moderne a progressé à un tel point où elle a permis de guetter les cavités en contrôlant une mèche horizontalement à 2000 mètres de profondeur tout en restant précise alors qu'ils étaient obligés de suivre une fenêtre directionnelle verticale et étroite. Vu que la partie horizontale est facilement contrôlée, le puits est capable de drainer les ressources de gaz de schiste à partir de zones géographiques beaucoup plus grandes que celle issue d'un seul puits vertical dans une même formation de schiste. La figure I-1 illustre comment le forage horizontal fournit plus de drainage dans une exploitation du gaz de schiste qu'un puits vertical dans le cas des schistes de Marcellus en Pennsylvanie. L'augmentation de drainage a généré un certain nombre d'avantages importants pour les puits horizontaux plus de puits verticaux, notamment en termes de préoccupations environnementales.



Source : [www.total.com](http://www.total.com)

Réduire le nombre de puits de production dans un champ, en utilisant des puits horizontaux, réduit significativement le recours à plus de personnel de terrain et réduit aussi la circulation des camions dans la zone. Moins de puits nécessitent moins d'équipes de maintenance de déplacement à travers les voies et les routes. L'eau produite devrait être transportée vers des installations de gestion et de traitement, alors que s'il y a moins de puits dans un site et plus de production, il devient plus économique de transporter l'eau à l'installation par pipeline plutôt que par camion.

Les nuisances sonores peuvent être réduites par l'utilisation de puits horizontaux. Si un champ de gaz de schiste ne dispose que d'un quart du nombre de puits, le bruit, la poussière de forage et l'équipement devront eux aussi être réduits. Ces impacts peuvent être réduits davantage si nécessaire par des stratégies d'atténuation telles que les murs anti bruit et des pistes de gravier avec lutte contre les poussières pendant les périodes sèches. Là encore, la poussière et le bruit ne sont pas problématiques dans la plupart des régions

nécessite moins de nettoyage, fournit plus de fractures et apporte du soutènement aux cavités du réseau de fractures.

Après la première dose d'eau, l'opérateur commence le processus de fracturation par le pompage d'un volume important de *slickwater* mais avec un faible volume de sable fin. Les étapes ultérieures comprennent l'application de volumes de *slickwater* avec l'agent de soutènement de sable ayant un calibre plus grand qui devrait maintenir les fractures plus proches du puits de forage ouvert. La dernière étape est le rinçage pour éliminer les agents de soutènement qui restent dans l'équipement dans le puits. Après le rinçage, la prochaine étape de traitement commence déjà sur une nouvelle partie du puits de forage qui contiendrait ses propres paramètres de réservoirs, y compris l'épaisseur spécifique, des conditions de contraintes locales, de compression et de rigidité. Les traitements de fracturation opérés sont suivis de près par les techniciens des sociétés d'exploitation. Avec la fracturation du forage (horizontal ou vertical) à intervalles rapprochés, l'opérateur est en mesure d'apporter des modifications s'accommodant aux changements locaux dans le réservoir de schiste. Cela implique la lithologie, la fragmentation naturelle, la rigidité, et des changements dans le régime de stress lié à la pression. En outre, la fracturation en plusieurs étapes permet un contrôle plus efficace lors de la création des fractures.

Les étapes de fracturation sont déterminées à l'aide de simulateurs numériques pour prédire la performance et le comportement de la fracture dans le réservoir de schiste. Les ingénieurs et les géologues peuvent manipuler le simulateur et évaluer la profondeur de la fissure, la longueur et l'orientation. Les prévisions du simulateur peuvent être utilisées pour suivre et évaluer les résultats du travail de fracture. La surveillance peut également être effectuée en temps réel au puits par l'intermédiaire de la cartographie des micro-sismique. Cette technologie permet de localiser le sommet de la fracture dans un axe est-ouest ou nord-sud du puits et de suivre leur croissance. Il est particulièrement important que la croissance des fractures soit dans la direction verticale. Les opérateurs prennent un soin particulier à veiller à ce qu'ils ne migrent pas hors du réservoir de schiste et s'étendent aux réservoirs aquifères adjacents. Ces fissures peuvent ruiner l'économie d'un puits de gaz de schiste.

Pendant la fracturation, bon nombre de produits chimiques sont ajoutés au mélange eau-sable. Chaque composé chimique vise une réaction spécifique et un objectif précis tel que la réduction de la viscosité ou la croissance bactérienne. La composition du liquide de fracturation peut varier d'un bassin à l'autre et d'un intervenant à un autre. Le Graphique I-11 illustre graphiquement les quantités d'éléments qui composent le fluide de la fracturation réalisé, dans les formations schisteuses de Fayetteville; ce fluide est formé de 99,5% d'eau et de moins de 0,5% en divers composants. Toute toxicité des composants, tels que l'acide, est

standard dans ce type d'industrie à certains endroits de la planète. Le récent progrès dans la maîtrise de la fracturation hydraulique a fait introduire dans les opérations un pompage de grands volumes de boue, presque pure et à faible viscosité composée d'eau/sable, au fond de la roche schisteuse pour provoquer de nouvelles fractures et

augmenter la taille des fractures existantes. Les raffinements modernes apportés à la technologie de la fracturation hydraulique font d'elle un processus d'ingénierie extrêmement sophistiqué et complexe. Ces améliorations techniques sont conçues pour mettre en place les réseaux de fractures des réservoirs dans leurs emplacements spécifiques. Le recours à la fracturation hydraulique est, a priori, soigneusement adapté aux paramètres d'une cible schisteuse précise qui sont en l'occurrence l'épaisseur, les conditions de contraintes propres, le seuil de résistance à la compression, et la rigidité. Un panel de paramétrage est en effet appliqué dans la conception des modèles informatiques spécifiques au site ciblé par le traitement à la fracturation hydraulique dans le but d'optimiser de nouvelles fractures.

Les réservoirs de gaz de schiste et ses zones de fracturation sont généralement épais, donc il est souvent plus efficace de séparer le processus de fracturation hydraulique en plusieurs étapes, chacune centrée sur une partie homogène du réservoir. Chaque étape du travail est isolée dans le forage de sorte que la capacité totale de l'équipement de fracturation peut être appliquée à un seul et unique réservoir. Bien qu'ignoré par le grand public, même ceux qui se disent connaisseur et font barrière au gaz de schiste, ce procédé est applicable dans des puits verticaux ou horizontaux afin d'avoir des effets tangibles, comme il a toujours été.

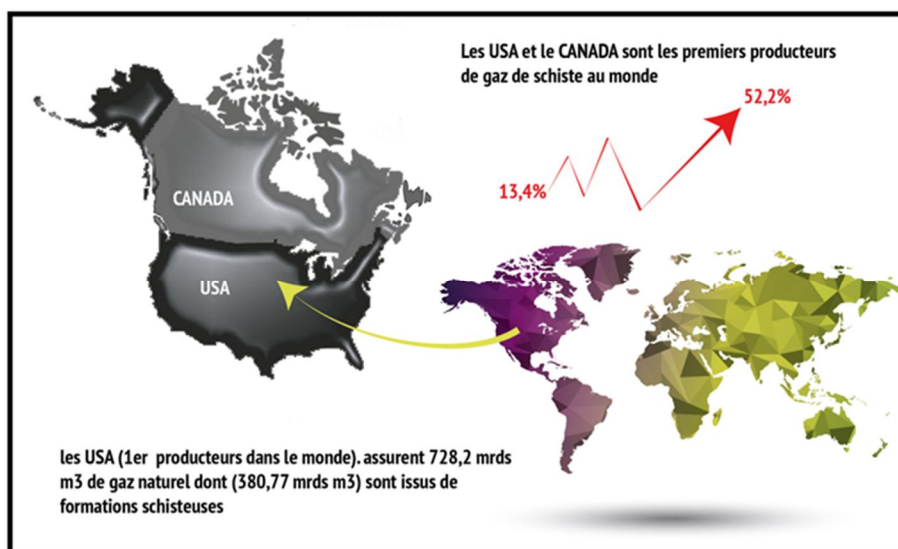
Suivant les précautions sécuritaires et avant que les opérateurs n'effectuent un traitement de fracturation hydraulique d'un puits (vertical ou horizontal), ils doivent effectuer une série de tests pour vérifier que le puits, l'équipement de tête de puits, et l'équipement de fracturation fonctionnent parfaitement et répondent de façon fiable aux pressions exercées par le traitement de fracturation et la puissance de la pompe. Aux Etats Unis, il est à noter que le minimum de constructions autorisé au tour du puits est règlementé par des organismes et des agences de réglementation de pétrole et de gaz de l'État en question. Ils veillent aussi à ce que la conception du puits ainsi que les installations situées dans une zone de traitement par fracturation ne soient nocives ou source de dangers à l'environnement. Après avoir testé l'équipement de surface, le procédé de fracturation hydraulique commence souvent par le pompage d'acide chlorhydrique (HCl) pour nettoyer le secteur aux abords du puits qui ont pu être bouchés avec de la boue de forage et le ciment. L'étape suivante est une pastille de "*slickwater*" ou "eau lisse", qui allie l'eau avec un additif chimique réduisant le frottement de l'eau afin de permettre un pompage plus rapide dans la formation. Les traitements par *Slickwater* dans les fracturations hydrauliques sont le meilleur remède aux réservoirs à faible perméabilité. Il a été parmi les principaux instruments dans l'ouverture des failles non-conventionnelles telles que celles du *Barnett Shale* au Texas. Outre l'avantage de coût, le traitement de la fracturation hydraulique par *slickwater*

## Introduction

En 1980, le gouvernement fédéral des États-Unis a introduit le crédit à la production de carburant alternatif à la législation, en vertu de l'article 29 de l'Internal Revenue Code. Celui-ci prévoyait un crédit d'impôt sur le revenu pour le pétrole et gaz produits à partir de schistes, sables bitumineux, saumures géo-pressurées, le schiste du Dévonien, les couches de charbon, formations serrées ou tight ou de la biomasse; liquides, carburants de synthèse gazeux ou solides produits à partir du charbon; combustible de bois transformé; et de la vapeur à partir de sous-produits agricoles solides. Le crédit d'impôt a été fixé à 3 \$ par bep, à condition que le prix du pétrole reste inférieur à 23,50 \$, avec des réductions pour des prix au dessus de 29,50 \$, au delà les crédits cessent. Initialement, le crédit a été mis en concurrence de 1980 à 1989, mais il a ensuite été prolongé à deux reprises jusqu'à la fin de 1992.

Cette démarche a marqué l'essor de l'industrie de gaz de schiste, aux Etats-Unis, qui était presque inexistante jusque-là. L'impact de ce crédit sur l'industrie américaine du gaz naturel a été profond et durable, en fournissant une production notable et soutenue à partir de formations de gaz naturel non-conventionnel .

La proportion de la production américaine totale de gaz naturel issue des formations non-conventionnelles a augmenté de 13,4% à 44,2% en un temps record. Cette proportion est dopée principalement par le gaz de schiste. Cet essor n'est-il pas sans risque pour l'environnement en général et pour les eaux souterraines en particulier ? dans quelle mesure l'Algérie peut-elle devenir un futur exportateur de gaz de schiste.



- I. Fracturation hydraulique et forage horizontal (J. Daniel Arthur. Brian Bohm. Davd Cornue, 2009) l'armement du schiste
  - a) La fracturation hydraulique

La fracturation est utilisée pour créer une perméabilité supplémentaire dans un réservoir de production pour permettre au gaz de circuler plus facilement à sa sortie du forage. De fait elle est devenue une pratique

## *Soucis environnementaux relatifs l'exploitation du gaz du schiste.*

### *L'Algérie peut-elle rivaliser avec les USA*

Tahchi Belgacem.

<sup>1</sup>Université de Sétif 1 –Ferhat Abbas

[belgacem.tahchi@univ-setif.dz](mailto:belgacem.tahchi@univ-setif.dz)

#### *Résumé :*

Ce travail donne un aperçu sur le mode d'exploration et d'exploitation du pétrole et gaz du schiste. Inconnu au grand public, vu leur grande complexité technologique, les techniques des hydrocarbures non conventionnels sont détaillées dans cet article de façon simplifiée. A travers les trois parties de cet article, en partant des technologies utilisées aux nuisances environnementales jusqu'au développement incontrôlé de cette activité qui touche désormais des zones urbanisées, il a été question de voir l'impact environnemental de cette filière d'un point de vue politico-environnemental vu que les deux dimensions s'imbriquent et font l'actualité depuis quelques années. L'Algérie en tant qu'exemple des pays de la MENA reste l'un des pays les plus disposés à recevoir ce type d'industrie .

Mots clés: Pétrole de schist; Gaz de schist; exploitation; hydrocarbures non conventionnels; zones urbanisées ;Algérie.

#### *Abstract:*

This paper gives an overview of the method of exploitation of the shale oil and shale gas. Unknown to the general public, because of their high technological complexity, the unconventional hydrocarbons technics are detailed in this article in a simplified way. Through the three parts of this article, starting from the technologies used to the environmental consideration to arrive at the uncontrolled development of this activity, which affects actually urban areas, the aim was to see the environmental impact of this sector from the political and environmental views. since the two dimensions fit together and make the news in recent years. The Algeria as an example of MENA remains one of the most disposed countries to receive this type of industry.

Key words: Shale oil; shale gas, exploitation; unconventional hydrocarbons; environmental consideration; urban areas ; Algeria.