

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 États-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 États-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).

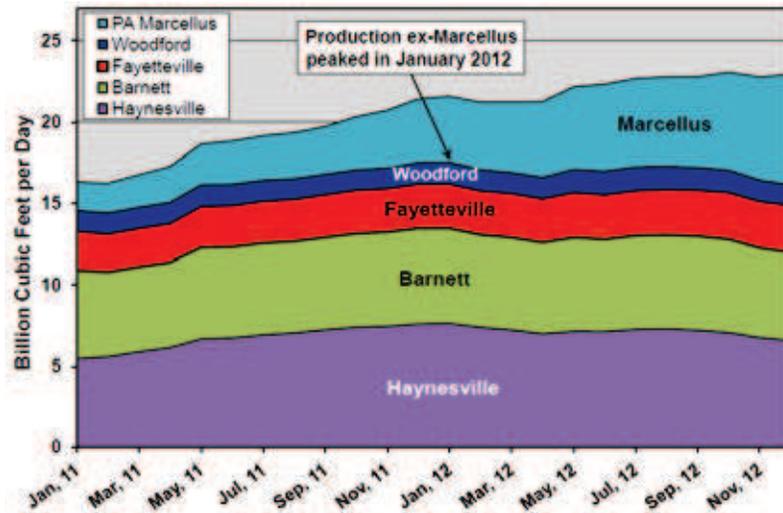


Figure 19 : Evolution de la production des 5 principaux champs de gaz de schiste aux Etats-Unis, constituant 80 % de la production totale de gaz de schiste. (Source : J. David Hughes – voir note 70)⁽⁷⁰⁾.

Les «*sweet spots*» des champs de Barnett et de Haynesville ont d’ores et déjà été forcés 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) :

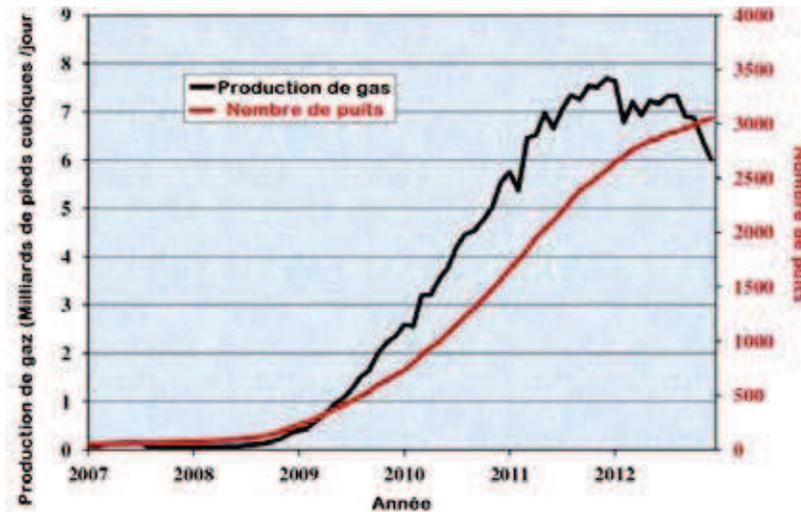


Figure 20 : Production de gaz de schiste en décroissance malgré l’augmentation du nombre de puits du champ de Haynesville (USA) entre 2007 et 2012. (Source : voir note 71)

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.

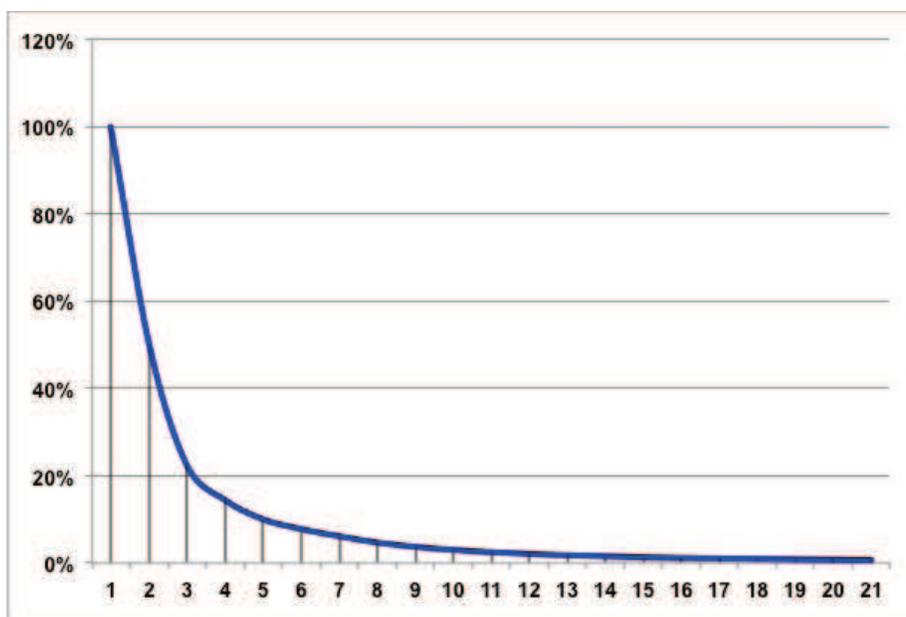


Figure 21 : Profil de production type d'un puits horizontal de «tight gas» ou de shale gas⁽⁷³⁾ L'ordonnée est graduée en % de la production de la première année d'exploitation, et l'axe horizontal porte les années d'exploitation.

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 grimpée 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'IDDRI⁽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⁾.

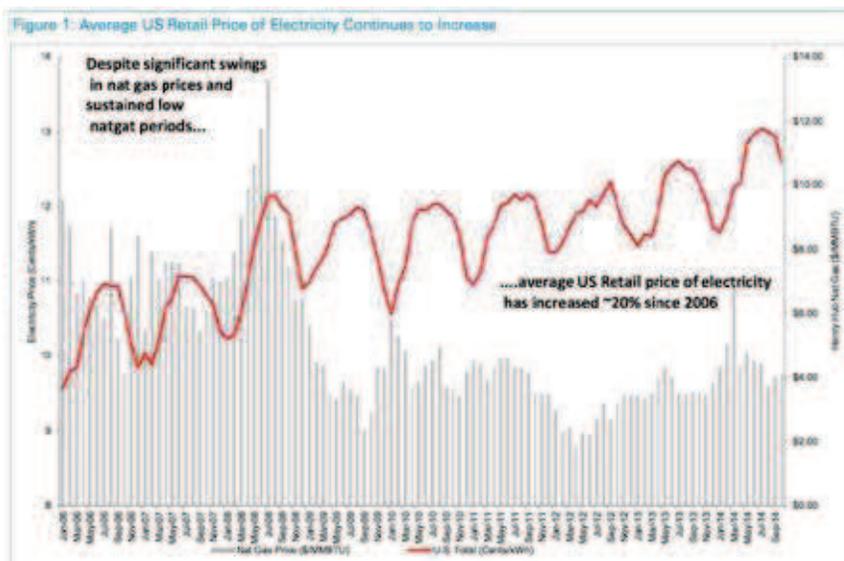


Figure 22 : Comparaison entre le prix du gaz produit aux Etats-Unis (barres grises verticales) et l'évolution du prix de l'électricité payée par les consommateurs américains (courbe rouge). Source : Deutsche Bank⁽⁸⁸⁾

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⁾.

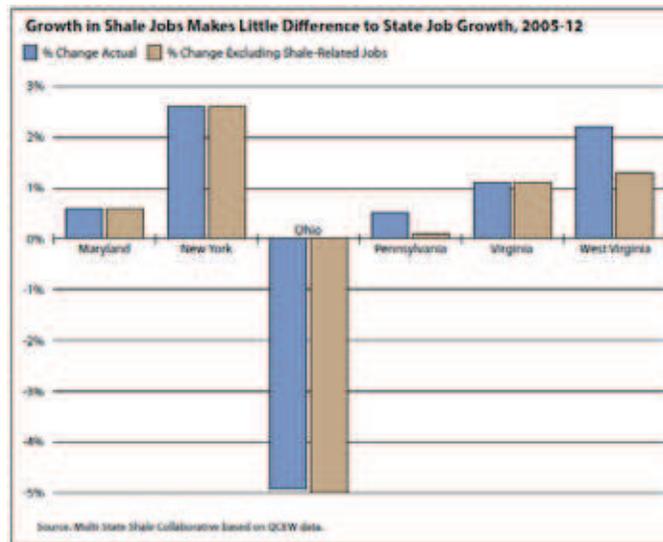


Figure 23: Comparaison entre la croissance actuelle et celle sans comptabiliser les emplois relatifs à l'industrie des hydrocarbures non conventionnelles dans 6 états des États-Unis entre 2005 et 2012. (Source : voir note 100)

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 forés 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.