

Impact du gaz de schiste sur la cointégration entre les prix du gaz naturel et du pétrole brut

Impact of shale gas on cointegration between natural gas and crude oil prices

BRAHIMI Meriem ^{1*}, BENLAIB Boubakeur ²

¹ Ecole Nationale Supérieure de la Statistique et d'Economie Appliquée, Alger,
Brahimimeriem48@yahoo.fr

² Ecole Nationale Supérieure de la Statistique et d'Economie Appliquée, Alger,
benlaib@yahoo.fr

Reçu le: 12/09/2021

Accepté le: 27/11/2021

Publié le: 16/12/2021

Résumé :

Plusieurs études récentes établissent que les prix du pétrole brut et du gaz naturel sont cointégrés. Pourtant, parfois, dans le passé, de nombreuses voix ont noté que les deux séries de prix semblent avoir « découplés ». Cet article explore la relation de cointégration entre les prix du gaz naturel (HH) et celui du pétrole brut (WTI) aux Etats Unis, en utilisant les modèles économétriques (VAR, VECM) durant la période allant du Janvier 1997 jusqu'au Septembre 2020, qui connait plusieurs ruptures structurelles. La production du gaz naturel a enregistré une forte croissance imputable au gaz de schiste qui dépend plus de liquide que du gaz sec, dont les prix sont fortement liés aux prix du pétrole brut. Il est donc possible de s'inspirer de l'expérience Américaine afin d'étudier l'impact du gaz de schiste pour les pays producteurs en général et l'Algérie en particulier.

Mots clés : Prix, Gaz Naturel, Pétrole Brut, Cointégration, Gaz de Schiste.

JEL Classification Codes : C5 ; E3.

Abstract:

Several recent studies establish that the prices of crude oil and natural gas are cointegrated. Yet sometimes in the past many voices have noted that the two sets of awards appear to have "decoupled". This article explores the cointegration relationship between the prices of natural gas (HH) and crude oil (WTI) in the United State, using econometric models (VAR, VECM) during the period from January 1997 to September 2020, which is experiencing several structural ruptures. The production of natural gas has recorded strong growth attributable to shale gas which depends more on liquid than on dry gas, the prices of which are strongly linked to the prices of crude oil, it is therefore possible to draw inspiration from the American experience in order to, to study the impact of shale gas for producing countries in general and Algeria in particular.

Keywords: Price, Natural Gas, Crude Oil, Cointegration, Shale Gas.

JEL Classification Codes : C5 ; E3.

* *Auteur correspondant*

1. Introduction :

Grâce à ces vertus économiques et écologiques, le gaz naturel est devenu l'une des sources d'énergie les plus utilisées dans le monde, sinon la plus prometteuse. Il est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 70 (Sonatrach, 2007), en raison de sa disponibilité et de sa souplesse d'utilisation, elle satisfait près d'un quart des besoins énergétiques de la planète.

Le gaz naturel est une énergie primaire présente dans la nature directement utilisable, elle ne nécessite pas de transformation, ce produit est considéré comme le combustible fossile le plus propre et le plus respectueux de l'environnement. Il est en fait, la 3^{ème} source d'énergie dans le monde en termes d'utilisation, il est employé dans des domaines très variés : fournitures domestiques, l'industrie chimique, la pétrochimie, le raffinage notamment et l'industrie automobile comme carburant, mais son utilisation dans la génération électrique est la plus répondue.

En effet, le gaz naturel a pris progressivement une place prépondérante dans le progrès socioéconomique en Algérie et dans le monde, cette source d'énergie constitue, d'une part, le choix fondamental de l'Algérie en matière de couverture des besoins énergétiques nationaux à moyen et long terme, vu l'abondance des réserves et son utilisation dans la génération de l'électricité (en 2012, près de 79% de la production est fabriquée à partir du gaz naturel), d'autre part, il génère des revenus en devises importants pour le pays, alors que l'Algérie est le quatrième plus grand pays exportateur du gaz naturel en 2014, ainsi, le 7^{ème} exportateur en 2019, et le 10^{ème} producteur du gaz naturel au monde depuis 2013 (soit 2,2% et 2,4% de la production mondiale en 2013 et 2018), avec une production de 86,2 Milliards m³ en 2019. Ces réserves sont 185,7 Trillion m³, soit 2,5% de réserves mondiales pour l'année 2013 et 153,1 Trillion m³, soit 2,2% pour l'année 2018.

À l'échelle nationale, le gaz naturel joue un rôle majeur dans la couverture des besoins énergétiques, mais il est également le principal vecteur du commerce extérieur (Sonatrach, 2012). Le défi que doit relever l'Algérie est énorme dans les prochaines années, alors que la consommation nationale connaîtra une augmentation exponentielle et rapide en raison des nouveaux projets de génération d'électricité, de construction de complexes industriels et pétrochimiques... en phase de réalisation et de la consommation des ménages qui est en augmentation perpétuelle.

Mais elle doit aussi honorer ces engagements envers l'étranger, elle a signé plusieurs contrats à long terme, principalement avec des clients Européens (France, Espagne et Italie), Asiatiques dont notamment le Japon.

Cependant, la majeure partie des volumes échangés sur les marchés internationaux ont été effectués sur la base des contrats à long terme, le nombre des contrats spot a augmenté cette dernière décennie en raison de la libéralisation des marchés du gaz naturel.

A cet effet, Sonatrach, doit doubler ces efforts en matière d'exploration et de production afin d'accroître sa production, elle doit en outre réaliser des études de marché qui permettent d'analyser l'évolution des prix et élaborer des stratégies de commercialisation.

L'objectif de cette étude est d'exposer et analyser la relation d'équilibre de long terme entre les prix du gaz naturel et celui du pétrole brut, en tenant les différentes ruptures structurelles ainsi l'augmentation de la production du gaz de schiste, afin de tirer des résultats y afférentes.

C'est donc un double questionnement qui va structurer notre modeste contribution à travers cet article :

- ✓ Qu'elle est le type de relations qui existent entre le prix du Gaz Naturel et celui du pétrole brut ?
- ✓ Quelle est l'impact du gaz de schiste ?

Pour pouvoir répondre à cette problématique, nous avons structuré notre article en plusieurs axes fondamentaux qui seront développés ci-dessous.

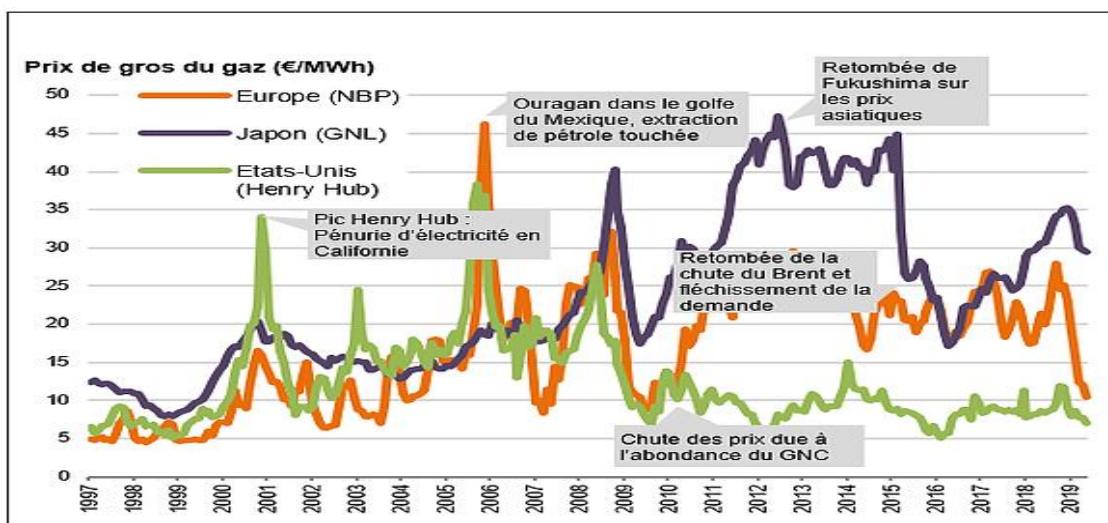
Nous proposons d'étudier le marché Américain, afin de concrétiser d'éventuels cas possibles pour l'Algérie.

2. Le prix du gaz naturel dans le monde

A la différence de celui du pétrole, le marché international du gaz naturel n'est pas un marché unifié mais un marché segmenté en trois zones géographiques distinctes dans lesquelles la formation des prix obéit à des logiques différentes : Nord-Américain, Européen et Asiatique.

Les trois principales zones du marché assimilés : l'Europe occidentale (NBP), l'Amérique du Nord (HH) et l'Asie du Sud-Est (GNL- Japon).

Figure N°1. Evolution des prix sur les principales zones du marché



Source: SDES, World Data Bank, Energy Information Administration ,2019.

Les tendances globales sur les 3 zones sont plutôt en phase, nous observons cependant une réelle divergence à partir de 2009 qui semble se confirmer. Jusqu'en 2009, les tendances étaient plutôt corrélées. Puis, une réelle divergence est apparue. D'une part le prix du gaz en Asie s'est envolé en raison principalement des conséquences de l'accident de Fukushima, d'autre part l'essor du gaz naturel non conventionnel aux Etats-Unis explique la baisse durable des prix sur le continent Américain.

Depuis 2016, les prix du GNL en Asie ont pratiquement été divisés par deux, ceci est principalement dû à l'indexation de nombreux contrats à long terme sur les prix du pétrole qui ont perdu 50% de leur valeur en six mois, et la chute de la demande due à des hivers doux.

Après avoir connu une augmentation, le prix du pétrole en bourse est désormais à la baisse depuis octobre 2018, s'explique notamment par une offre surabondante provenant de la Russie et de l'OPEP faisant chuter le prix du baril et par conséquent le prix du gaz.

La consommation de gaz naturel diminuait au cours des premiers mois de 2020 sur les principaux marchés avant même la pandémie de la Covid-19, principalement en raison des températures historiquement douces dans l'hémisphère nord.

Depuis la révolution des gaz de schiste aux États-Unis, les prix du gaz naturel ont connu des évolutions diverses. Dans un premier temps, nous avons pu enregistrer une importante déconnexion entre les trois prix :

- ✓ Le prix sur le Henry Hub a connu une forte baisse en raison d'un surplus d'offre ;
- ✓ Alors que les deux autres marchés enregistraient des augmentations importantes de prix du fait de la hausse des prix du pétrole et d'une forte demande gazière.

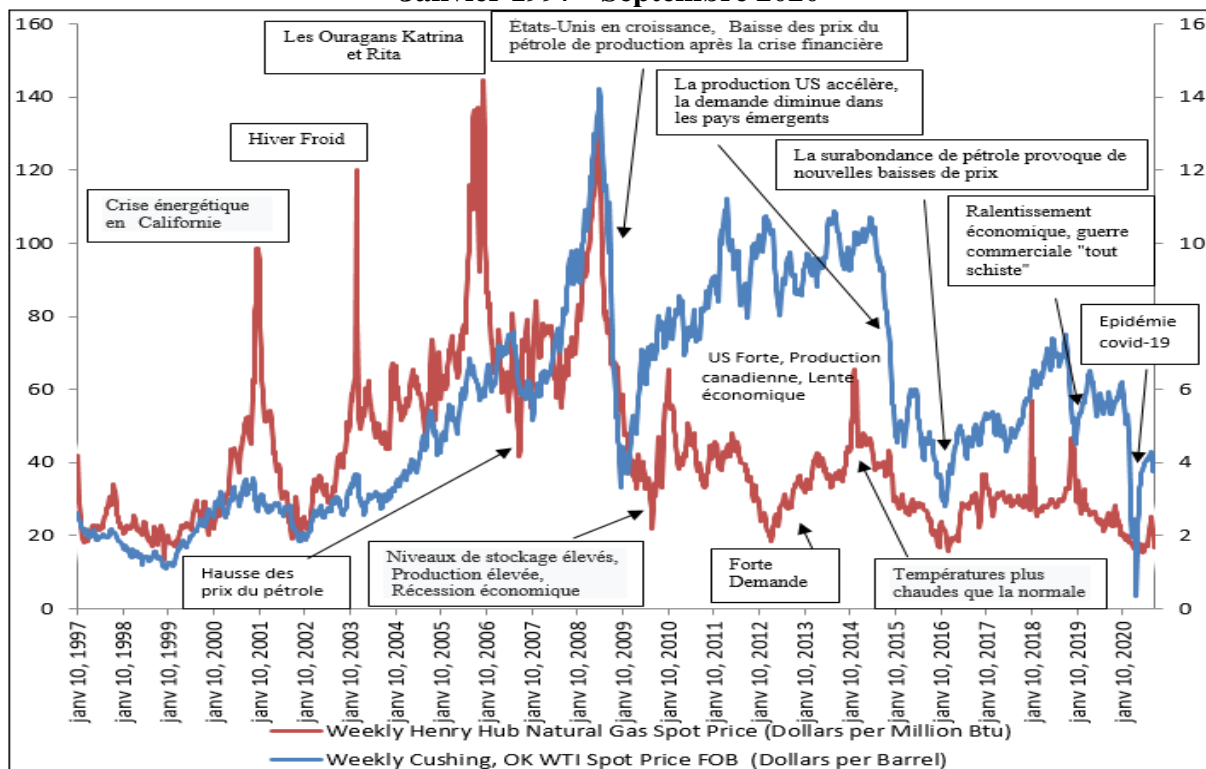
En 2020, deux facteurs tendent à jouer en faveur d'une interconnexion entre les trois prix régionaux : d'une part la diminution des prix du pétrole et les modifications des formules d'indexation conduisent à faire baisser les prix des contrats à long terme de type *TOP* (Take Or Pay), et d'autre part, dans un contexte de surplus de l'offre et dans la perspective d'exportation significative de GNL Américain, le prix *spot* du Henry Hub pourrait influencer de manière significative les prix *spot* en Asie et en Europe.

3. Evolutions des prix du gaz naturel et du pétrole brut Américain

En général, la tendance observée des prix du pétrole brut et du gaz naturel soutient la théorie, cependant, il y a eu des périodes où le gaz naturel et le pétrole brut semblent se déplacer indépendamment les uns des autres. En outre, au cours des cinq années (de 2001 à 2005), les prix du gaz naturel ont comparu pour découpler les prix du pétrole brut selon le graphe (Figure N°2).

Le graphe suivant montre l'évolution des deux prix hebdomadaires, la période allant de Janvier 1997 jusqu'au Septembre 2020.

Figure N°2. Evolution des prix du gaz naturel et du pétrole spot durant la période Janvier 1997 - Septembre 2020



Source : Elaboré par nos soins à partir des données recueillies.

Ces derniers ont été survenant avec une fréquence croissante des prix du gaz naturel, élevant au-dessus de son historique relations avec les prix du pétrole brut entre 2001, 2003 et 2005. Cela a conduit certains producteurs à étudier : si les prix du gaz naturel et du pétrole brut sont liés (Benyoucef, 2014).

Les facteurs économiques ont un lien avec eux à la fois l'offre et la demande (Percebois, 2009, p. 19). Le comportement du marché suggère que les changements passés dans le prix du pétrole brut, a conduit l'évolution du prix du gaz naturel mais le réciproque ne semble pas se produire. La raison de la relation asymétrique est la taille relative de chaque marché.

L'analyse identifie les facteurs économiques suggérant comment les prix du pétrole brut et du gaz naturel sont liés, et évalue la signification statistique de la relation entre les deux au fil du temps. L'objectif de l'analyse économétrique est principalement sur les mouvements dans les prix, les facteurs économiques ne sont pas explicitement modélisés. Néanmoins, une relation stable significative entre les deux séries des prix identifiés. Ainsi, le prix du pétrole influence le développement à long terme des ressources naturelles (David hugues, 2011, p. 70).

L'augmentation des prix du pétrole peuvent affecter le marché du gaz naturel de plusieurs façons selon la demande et l'offre :

- L'augmentation des prix de produits pétroliers motive les consommateurs à le remplacer par le gaz naturel, ce qui augmente la demande de ce dernier ainsi que les prix ;
- Le pétrole brut et le gaz naturel sont des substituts concurrentiels dans la production d'électricité et les secteurs industriels de l'économie.
- La hausse des prix du pétrole brut résultant d'une augmentation de sa demande de pétrole brut, peut augmenter le gaz naturel produit en tant que co-produit de l'huile, ce qui tendrait à diminuer les prix du gaz naturel ;
- Le gaz naturel se trouve dans deux formes de base : associés gaz et non associé gaz. Le gaz naturel associé est le gaz naturel qui se produit dans les réservoirs de pétrole brut soit gaz libre (associé) ou comme gaz en solution avec le pétrole brut (gaz dissous). Et non associé, est le gaz naturel qui n'est pas en contact avec des quantités importantes de pétrole brut dans le réservoir ;
- L'accroissement des prix du pétrole brut résultant de l'augmentation de la demande peut conduire à :

1. Une augmentation sur les coûts de production du gaz naturel et sur le développement économique. Les opérateurs du gaz naturel et de pétrole brut en concurrence pour la même économie de ressources telles que la main-d'œuvre et de forage.
2. Des niveaux plus élevés d'activités : de forage et de production que les opérateurs explorent et développent pour que les perspectives pétrolières soient à un taux élevé. L'activité accrue aurait fait monter le coût des pertinents facteurs, ce qui augmentera le coût de la recherche et développement des perspectives du gaz naturel.
3. Plus de forage et de développement de projets du gaz naturel, ce qui tendrait à augmenter les prix de production et la diminution du gaz naturel. L'augmentation des prix du pétrole affectent le flux de trésorerie disponibles pour financer de nouveaux forages et le développement du projet. Les changements dans le prix relatif pourraient conduire à une augmentation du forage pour un combustible au détriment de l'autre.

4. Etude de cointégration

Puisque chaque variable macroéconomique dépend d'autres variables, nous avons pris une hypothèse que tous ces variables sont constantes sauf les prix du pétrole (Hurlin &

Migron, 2015, p. 8), donc l'étude sera étudiée l'impact du prix du pétrole brut sur le prix du gaz naturel $p_{gn}=f(p_{pet})$, (avec : « p_{gn} » est le prix du gaz naturel en Dollars par Million de BTU, et « p_{pet} » est le prix du pétrole WTI Spot Price FOB en Dollars par Baril).

Les données sont mensuelles et couvrant la période allant de Janvier 1997 jusqu'au Septembre 2020, les résultats obtenus à partir du logiciel Eviews 10.

L'équation de relation à court terme est déterminée comme suit :

$$lp_{gn} = 0.34 * lp_{pet} \quad \text{avec : } t = 54.27, \bar{R}^2 = 19.54\%, W = 0.09$$

Cela veut dire que l'augmentation de 1% de prix du pétrole implique une augmentation de 0,34% de prix du gaz naturel, Le coefficient de détermination \bar{R}^2 (19,54%) montre l'existence d'une faible corrélation entre les deux prix, de même pour la statistique de DW (0,09) indique la présence de l'auto corrélation des erreurs (Migron, 2002, pp. 226-234).

La relation de long terme s'écrit : $lp_{gn}=0,06 lp_{pet}$

Selon cette équation, le prix du gaz naturel (HH) est positivement relié avec le prix du pétrole brut (WTI), ce qui signifie que l'augmentation du prix du pétrole brut d'une unité indique une augmentation de 0,06 unité du prix du gaz naturel à long terme (Regis, 2015, pp. 128-142), (Vincent, 1995, p. 248).

À travers ces résultats atteints et selon le graphe précédent, il y a une confusion entre les deux résultats, expliquée par les changements et les ruptures structurels dans le temps, ainsi le développement du gaz de schiste.

Les équations de sous périodes estimées selon les chocs, confirment l'existence de découplage entre les prix à partir de l'année 2008. Alors, le meilleur est de vendre à un prix contractuel qu'à un prix spot pour garantir la stabilité des prix contre les fluctuations du marché spot.

L'inexistence des relations de cointégration à long terme entre les deux prix après 2008, exprimées par la découverte du gaz de schiste. Qu'elle sera son impact ?

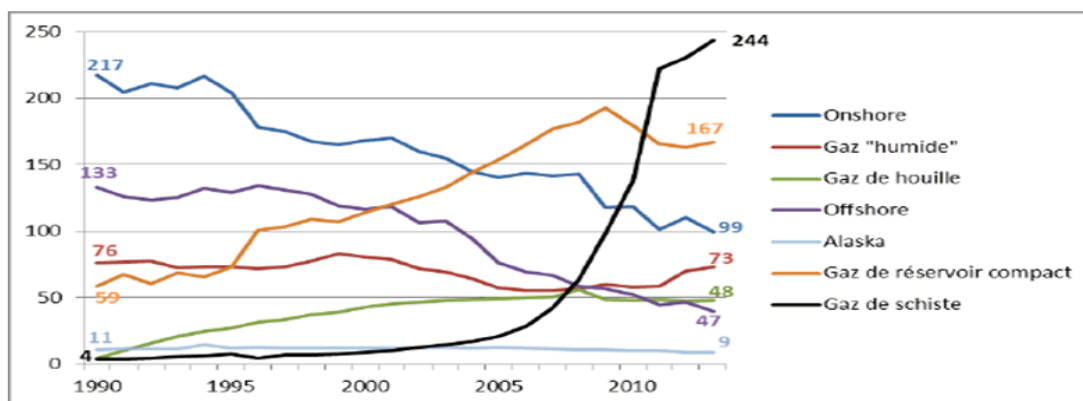
5. Gaz de schiste

5.1. Les principales zones du gaz de schiste aux Etats Unis

Les coûts de l'exploration & production du gaz de schiste en Amérique sont très compétitifs, en raison d'une activité intense depuis plusieurs décennies, de nombreuses sociétés de services principalement de forage sont présentes sur les sites avec des équipements et un personnel expérimenté. Environ 1 770 équipements de forage en activité sur le territoire Américain en janvier 2014. Parmi les sociétés actives : Total, Vallourec, Nexans, Saint Gobain, Imerys... etc, sont très présentes sur le sol Américain et ont déjà investi plus de 3,5 M\$ dans les hydrocarbures de schiste (Report of Economics & Statistics Department, March 2011, p. 14). La production annuelle du gaz de schiste aux États-Unis a été multipliée par 4, elle est passée de 60 à 240 milliards m^3 .

Depuis 2010, les États-Unis sont les premiers producteurs du gaz de schiste à l'échelle planétaire, et totalisaient 20,4 % de la production mondiale en 2012 contre 18,5 % en 2007. Des grands bassins du gaz de schiste focalisent l'attention, mais seul un petit nombre est déjà en production, les autres font encore l'objet d'évaluation. Le graphe suivant présente la production Américaine par catégorie entre 1990 et 2013.

Figure N°3. La production Américaine du gaz par catégorie entre 1990 et 2013 (gm³ /an)



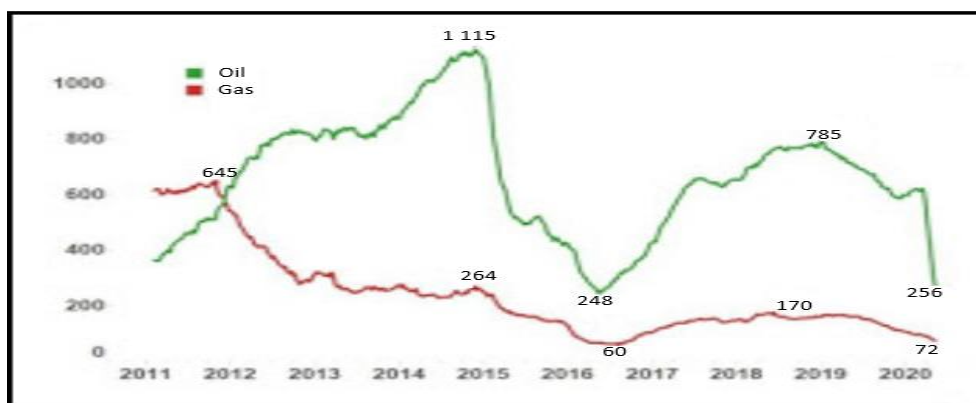
Source : EIA.

5.2. Les Appareils de forage du pétrole brut et du gaz naturel aux Etats-Unis

Comment ne pas réagir face à la chute des cours du baril?, les derniers chiffres tant de rigs de forage que de production de brut aux Etats-Unis sont clairs d’après le graphe. La tendance va-t-elle continuer?.

La croissance de production Américaine commence à être moindre, les derniers chiffres de fin décembre et début janvier 2015 semblent indiquer un ralentissement dans la croissance (surtout une baisse dans la tendance de la croissance). D’ailleurs ces dernières années, un tel mouvement était déjà arrivé mais le cadre actuel incite à jeter un regard différent d’autant que d’autres indicateurs donnent des indications similaires.

Figure N°4. Evolution du nombre de rigs de forage du pétrole et du gaz



Source : Baker Hughes.

Le nombre de rigs de forage du pétrole diminue aux Etats-Unis, selon le parapétrolier Américain *Baker Hughes*. Ainsi, quand les prix du gaz avaient chuté, suite à la montée en production du gaz de schiste, leurs nombres s’étaient effondrées. Et depuis, la tendance ne s’est pas inversée, le graphe suivant montre le nombre de rigs de forage en gaz et en pétrole aux Etats Unis.

5.3. La production aux Etats Unis et le nombre de rigs du pétrole

Compte tenu de la forte production des puits lors de leurs mises en service, la baisse temporaire du nombre de forages ne se traduit pas forcément par une baisse de la production. Les nouveaux puits peuvent en effet avoir une productivité plus importante que les puits qui

arrivent en fin de vie. C'est ce qui s'est passé dans le gaz en 2008 et 2009 à la suite de la crise financière, les investissements ont ralenti dans les forages aux Etats-Unis.

Le taux de déplétion extrêmement rapide de ce type de puits implique que, pour maintenir la production, une fuite en avant permanente est nécessaire. En effet, plus le temps passe, et plus le nombre de forages ayant besoin d'être remplacé est important.

La production pétrolière serait donc désormais plus corrélée au nombre de foreuses en activité qu'au nombre de puits en activité.

Les graphes suivants montrent le nombre de forages et la production :

Figure N°5. Nombre de forages et la production du pétrole aux Etats Unis



Source : Baker Hughes, EIA.

Les producteurs exploitaient le moins de plates-formes de forage du pétrole et du gaz naturel jamais enregistrés aux États-Unis à 339 le 12 mai 2020, le niveau le plus bas depuis 1988.

Le nombre de plates-formes actives a commencé à diminuer fortement en mi-mars avec la baisse des prix du pétrole brut depuis le 17 mars 2020. La majeure partie de la baisse concernait les zones géologiques axées sur le pétrole, mais les zones axées sur le gaz naturel ont également connu des baisses importantes.

5.4. Le seuil de rentabilité

Pourtant, il y a une réalité actuellement aux États-Unis : l'exploitation du gaz de schiste est de moins en moins rentable. Les grands groupes industriels qui avaient foncé tête baissée dans le secteur réfléchissent beaucoup plus aujourd'hui, échaudés par les importantes pertes engendrées par le forage et l'exploitation.

Aujourd'hui, 12% de la production Américaine du gaz repose sur les gaz de schiste. En effet, c'est en raison du boom du prix du gaz depuis 2007 environ, les exploitations du gaz de schiste se sont révélées être rentables et ont pullulé. Donc, avec ces nouvelles exploitations et l'augmentation de la production, les prix ont baissé mais « le temps de retour sur investissement [d'un forage du gaz de schiste] étant relativement court », les grandes entreprises énergétiques continuent d'explorer car la moindre hausse du prix du gaz rendrait les gisements très rentables.

Il devient donc primordial, de comprendre les enjeux autour des hydrocarbures de schiste, de tenter, de mesurer l'impact économique de leur exploitation. La rentabilité de l'exploitation comparée à d'autres combustibles extraits serait faible. Le calcul de l'indice de rendement énergétique sur investissement des hydrocarbures de schiste a été fait, il s'avère que celui-ci est

au minimum trois fois moins important que pour un pétrole raffiné et près de quinze fois moins que l'éolien. De plus, l'important pour juger la rentabilité d'un gisement n'est pas le volume du gaz ou encore la profondeur de la roche mère mais sa capacité de répondre à la demande (c'est-à-dire sa facilité de forage, des qualités d'extraction et des infrastructures de transport et de traitement) le mieux possible.

L'évaluation de la rentabilité d'un forage, les externalités économiques comme les coûts de pollution, le prix de la mise à niveau des stations d'épuration pour qu'elles puissent traiter les déchets, ou encore le prix du retraitement des eaux utilisées pour l'extraction ne sont que peu ou pas pris en compte.

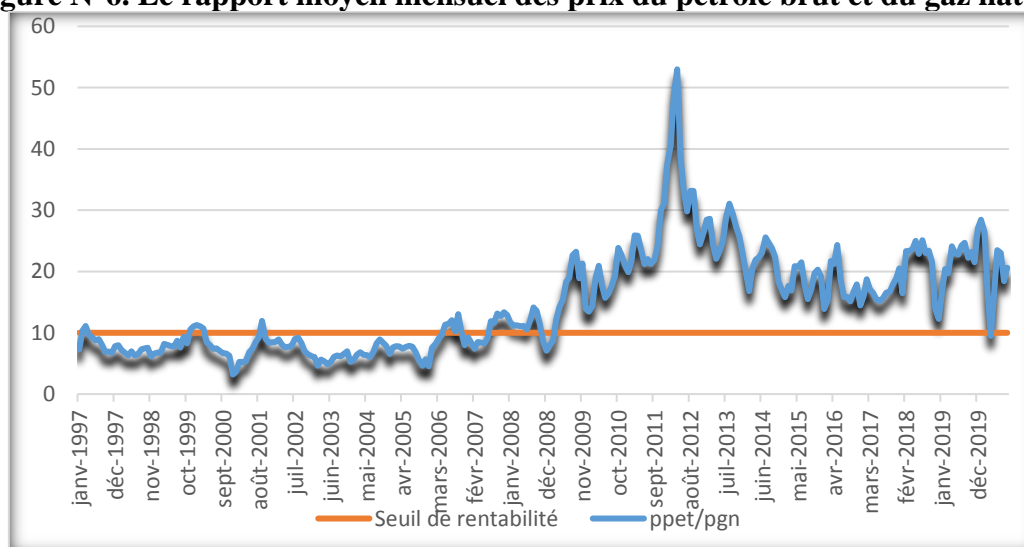
Dans le rapport de la teneur énergétique, il peut être soutenu que le prix du baril de pétrole brut doit être égal à dix fois le prix d'un million de Btu du gaz naturel.

Le Pétrole et le gaz ont des coûts différents de production, de transport, de traitement et de stockage, et ils servent aux différents portefeuilles de fin utile. Selon le graphique qui suit, depuis fin 2008 et début 2009, le rapport ppet/pgn est supérieur à 10. L'Energie équivalence contenu : 1 baril de WTI contient plus de 10 fois du gaz MMBTU, l'analyse de cette divergence s'explique par les changements structurels.

Plusieurs changements structurels sont détectés au comptant du prix de pétrole brut et celui du gaz naturel à différentes périodes. Alors, qu'il n'y a pas un comportement stable pour les prix au marché spot.

Le graphe suivant montre le rapport moyen annuel (ppet/pgn) au tour de 10, c'est un rapport de la teneur énergétique et le rapport ppet/pgn.

Figure N°6. Le rapport moyen mensuel des prix du pétrole brut et du gaz naturel



Source : Elaboré par nos soins à partir des données recueillies.

Les résultats soutirés :

- ✓ La valeur du gaz de schiste dépend plus de liquide que du gaz, cette valeur est la somme d'une valeur liquide et d'une valeur gaz ;
- ✓ Le gaz de schiste contient en fait un très grand pourcentage de liquide ;
- ✓ Le prix à long terme de l'extraction du gaz naturel ne peut être rentable, les prix du pétrole brut et les prix de liquide du gaz naturel (LGN) de schiste sont liés, parce que ce dernier est souvent faibles ;

- ✓ Comme les prix du pétrole brut ont augmenté plus rapidement que celui du gaz naturel, des activités d'exploration et de développement ont continué le forage vers des liquides que du gaz ;
- ✓ Récemment, en raison de sa richesse en liquide la production du gaz de schiste ont augmenté, le marché des LGN connaît des surproductions avec la baisse des prix ;
- ✓ La diminution du prix du gaz naturel dépend à la réduction des puits forés ;
- ✓ La chute des prix du pétrole et du gaz du fait du ralentissement économique provoqué par la pandémie de la Covid-19 a entraîné l'abandon de trois millions de puits de forage du gaz de schiste aux États-Unis ;
- ✓ Le LGN est une victime de la Covid-19, dans un contexte de prix du gaz déjà au plancher en raison d'un surplus de production et d'un hiver doux dans l'hémisphère nord.

6. Impact du gaz de schiste en Algérie

Les réserves nationales estimées en hydrocarbures non conventionnelles ont été considérablement revues à la hausse permettant à l'Algérie de se hisser à la 3^{ème} position pour le gaz de schiste au classement mondiale selon EIA en 2013. Les réserves de l'Algérie sont estimées en Sept réservoirs contiennent environ 3419 TCF de gaz de schiste dont 707 TCF techniquement récupérable, les basins sont : Mouydir, Ahnet, Berkine Ghadames, Illizi, Timimoune, Reggane et Tindouf.

L'Algérie a donné son accord pour exploiter les ressources non-conventionnel officiellement dans la nouvelle Loi n° 13-01 du 20 février 2013 modifiant et complétant par la loi N° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, publié au journal officiel. Le groupe Sonatrach réalise son premier forage dans le bassin d'Ahnet à In Salah, wilaya de Tamanrasset, qui va nous permettre d'approfondir davantage nos données sur nos réserves gazières non conventionnelles et d'établir les techniques de forage adéquates à ce type d'extraction de gaz. Le puits est mis en fonctionnement le 27 décembre 2014. Elle compte forer environ 200 puits chaque année pour fournir annuellement 20 milliards de m³ du gaz de schiste.

Après plusieurs manifestations citoyennes, dénonçant les risques écologiques et l'absence de concertation relatifs à l'exploitation du gaz de schiste, le pays est mis en pause depuis 2017.

Les risques que comporte la technique de fracturation hydraulique, permettant d'extraire le gaz de schiste de la roche-mère retenue en profondeur, est controversée, essentiellement en raison des risques qu'elle présente pour la santé de l'homme et l'environnement : de pollution du sol, du sous-sol, de l'air, de l'eau, notamment de la couche albienne qui recèle des dizaines de milliers de milliards de mètres cubes d'une eau fossile, accumulée là depuis la nuit des temps. Elle utilise également d'importante quantité d'eau, laquelle est une ressource rare dans la région du Sahara, où le gaz Algérien doit être exploité (Mebtoul, 02 Mai 2013), (Bourfis, 2014).

Il existe plusieurs impacts du gaz de schiste parmi elles nous considérons (Gabriel, 2011) :

6.1. Risque de pollution des nappes phréatiques

Lors des opérations de forage et d'exploitation des gaz non conventionnels, les opérateurs doivent s'assurer qu'aucune connexion n'est possible entre le forage et les nappes phréatiques. En effet, divers polluants peuvent affecter l'intégrité de ces nappes :

- **Les boues des forages** : Comme pour les forages traditionnels, il est nécessaire d'utiliser des « boues » de forage, afin de contrôler la pression dans le forage et d'évacuer les débris de roche

forée. Ces boues sont généralement composées d'eau ou d'huile, de sels ou d'autres particules permettant d'améliorer la densité des boues, ainsi que de différents produits chimiques. Ces boues sont généralement toxiques.

- **Les fluides de fracturation** : La fracturation hydraulique est un mélange d'eau (presque 95 %), de sable (environ 5 %) et de produits chimiques (< 0,2 %) est injectée afin de fracturer la roche, puis d'empêcher les fractures de se refermer, et de permettre au gaz de s'écouler dans le puits. L'ajout de produits chimiques a pour objectif d'améliorer l'efficacité de la fracturation et, par là même, la rentabilité du puits.

Le fluide de fracturation contenant à la fois des produits chimiques et des éléments naturels dangereux pour la santé humaine, il est essentiel d'éviter qu'il se retrouve en contact avec des nappes phréatiques utilisées comme source d'eau potable. Nous pouvons segmenter les risques de contamination en trois catégories :

- **Manque d'étanchéité des puits** : les forages pétroliers et gaziers, conventionnels ou non, traversent les nappes phréatiques qui se situent en général à plusieurs centaines de mètres de la surface. Afin d'isoler le forage des nappes phréatiques, les opérateurs installent plusieurs tubes en acier (*casing*) entourés de ciments spéciaux. La « cimentation » des tubes doit être réalisée avec un soin particulier. En effet, il faut à la fois éviter que les fluides circulant à l'intérieur du forage ne se retrouvent en contact avec la nappe phréatique, et s'assurer que des fluides ne remontent pas « derrière » le tube en acier. Si cette cimentation n'est pas réalisée correctement, il y a un risque de voir une partie du fluide injecté remonter le long du trou réalisé pour le forage, mais à l'extérieur du *casing*, contaminant alors la nappe phréatique.

Si la qualité d'un *casing* est incontournable pour un forage traditionnel (afin d'éviter notamment que les boues de forage ne contaminent les nappes phréatiques), elle est d'autant plus cruciale avec la fracturation hydraulique.

En effet, cette technique nécessite des volumes d'eau et des pressions beaucoup plus importantes que pour les forages traditionnels, augmentant dès lors les risques de détérioration des barrières en acier et en ciment. Sur les puits déjà réalisés, certains cas de défaut de cimentation ont déjà entraîné des problèmes de contamination des nappes phréatiques.

- **Connexion entre la zone de fracturation et les nappes phréatiques** : pour les forages les plus profonds, il apparaît peu probable que la fracturation de la roche engendre des fractures jusqu'aux nappes phréatiques situées à quelques centaines de mètres de profondeur, la fracturation ayant lieu entre 1 000 et 3 000 m de profondeur et les fractures ne dépassant pas, en théorie, une centaine de mètres. Certains scientifiques soulignent le risque que la fracturation hydraulique puisse accentuer des fractures naturelles existantes, créant ainsi de potentiels chemins vers la surface. Aucun cas avéré de pollution de ce type n'a été relevé jusqu'ici.

- **Mauvaise gestion de l'eau en surface** : deux problématiques de gestion de l'eau en surface peuvent aboutir à une contamination des nappes phréatiques :

Manipulation et acheminement des eaux usées en surface : l'acheminement des eaux résiduelles vers des unités de traitement engendre des risques de déversements accidentels, risques qui augmentent les unités de traitement ne sont pas situées aux abords du site.

Manque d'étanchéité des bassins de décantation : comme évoqué précédemment, les eaux usées chargées de particules en suspension passent par des bassins de décantation sur site.

L'étanchéité de ces bassins est généralement assurée par des bâches en plastique, mais il existe des risques de défauts d'étanchéité des bassins.

Dans les deux cas, ces risques sont largement comparables à d'autres activités industrielles. Ce point doit faire l'objet d'un suivi de la part du régulateur, mais ne semble pas de nature à remettre en cause l'ensemble de la filière.

6.2. Risques liés à la pollution de l'air

Les activités sur le site utilisent des combustibles fossiles (diesel, par exemple) et contribuent à augmenter les polluants traditionnels émis par cette combustion. Certains de ces polluants, comme les composés organiques volatils (COV), sont aussi émis lors des essais de production. Il est probable que l'augmentation des niveaux de polluants soit surtout localisée à proximité des sites d'activité. Même si les effets de ces polluants sont en général bien connus, il est impossible d'estimer a priori le risque associé à leur exposition en lien avec l'exploitation et l'exploration du gaz de schiste, car les conditions d'exposition ne sont pas connues.

6.3. Risques sismiques

Les risques sismiques ont également régulièrement été mis en avant activités. Selon le British Geological Survey, le « centre britannique des tremblements de terre », il existe un lien démontré entre fracturation hydraulique et tremblements de terre. En juin 2011, la société Cuadrilla Ressources a ainsi dû interrompre son activité d'exploration dans le nord-ouest de la Grande-Bretagne, en raison de plusieurs séismes de magnitude 1,5 à 2,3. Ces séismes seraient principalement dus à l'injection d'eau. Des phénomènes similaires avaient déjà été constatés dans le Colorado en 1960, quand l'armée Américaine débarrassait par injection dans le sous-sol profond d'armes chimiques. Un séisme de magnitude de 5,5 sur l'échelle de Richter avait amené à stopper ces injections.

Dans sa recommandation de janvier 2014, la commission européenne demande aux états membres « d'arrêter des règles claires concernant d'éventuelles restrictions des activités, par exemple dans les zones protégées ou exposées aux inondations ou aux séismes, et les distances minimales à respecter entre les lieux où se déroulent les activités autorisées et les zones résidentielles et zones de protection des eaux » (Potocnik, 2014).

6.4. Risques d'évacuation et torchage du gaz

Le gaz qui n'est récupéré durant la phase de construction du puits, est soit torché, soit dans les cas extrêmes évacué. Le potentiel de réchauffement planétaire lié à l'évacuation du gaz est tellement élevé qu'autoriser l'évacuation d'une portion importante du gaz produit entraînerait une élévation des émissions sur le cycle de vie complet comparables à celles du charbon, remettant en question les arguments selon lesquels une production gazière supplémentaire pourrait permettre de freiner le réchauffement climatique.

Il serait illusoire de nier l'existence des problèmes créés par l'impact de la production de gaz de schiste sur l'environnement, notamment sur la demande en eau dans les régions où l'approvisionnement est soumis à des contraintes. Les états peuvent toutefois intervenir de différentes manières, notamment de manière contractuelle, ou en réglementant et surveillant, afin de substantiellement réduire les risques environnementaux.

6.5. Risques sur le paysage

Une des nuisances les plus importantes pourrait bien être l'impact relié à l'aspect visuel. Les foreuses, les génératrices et les bassins de décantation modifient le paysage. De plus, l'aspect peu esthétique des sites de forage s'harmonise difficilement avec l'aspect champêtre, et dans certains cas, à la vocation récré touristique ou agrotouristique des villages où se déroulent les activités d'exploitation.

Le niveau de bruit en lien avec les activités, il diffèrera selon les différentes phases de production. Pendant l'aménagement du site, le bruit proviendra principalement des pelles mécaniques. Lors du forage du puits les activités pourraient produire bruit situé entre 50 et 60 décibels, ce qui peut correspondre au bruit du trafic routier.

L'étape de fracturation engendra également son lot de décibels de même que le pompage du gaz en raison de l'utilisation de génératrices, sans compter l'aller-retour des nombreux camions transportant différentes substances, l'eau entre autres.

6.6. Risques sur la santé

- **Risques graves pour la Santé** : un projet de fracking de quatre milliards gallons requiert 80 tonnes (200 000 gallons) de produits chimiques. Ces produits chimiques sont transportés à travers les communautés où ils sont gardés et présente les risques potentiels de déversements. Souvent, compagnies ne partagent pas d'information à propos des combinaisons et quantités spécifiques de produits chimiques même dans le cas d'un déversement, parce que cette information est considérée comme exclusive. Plusieurs des produits chimiques utilisés en fracking sont associés avec les problèmes de la peau, des yeux et du système respiratoire, dommage au système gastro-intestinal, et en effets sur le cerveau et le système nerveux.

- **Pollution chimique** : les ouvriers travaillant sur les plateformes de forage et les populations avoisinantes sont tout particulièrement affectés par des risques d'intoxications chimiques sévères. Aussi, plusieurs cas de contaminations par de l'eau de forage ont été relevés dans des nappes phréatiques, utilisées pour délivrer de l'eau potable, ce qui la rend impropre à la consommation. A la vue des risques de pollutions chimiques autour des plateformes et des zones des traitements des eaux de forage usées, la chasse et la pêche risquent d'être affectées, le gibier et les rivières pouvant être contaminés. Beaucoup de difficultés techniques apparaissent lors du traitement des eaux de forage usagées (Gabriel marty, 2011).

Il est en effet rare aujourd'hui de trouver des stations de dépollution correctement équipées pour les décontaminations chimiques de ces eaux. De plus, les liquides remontés en surface contiennent des métaux lourds très toxiques présents à l'état naturel dans le sol (arsenic, plomb, mercure, uranium, cobalt, ...etc) et nécessitent un traitement particulier coûteux à mettre en œuvre.

La technique d'exploitation des gaz de schistes nécessite beaucoup plus de forages que les hydrocarbures classiques. Il y aurait donc beaucoup plus de fuites de méthane.

6.7. Risques potentiel sur le commerce mondial

Dans le scénario nouvelles politiques de l'EIA, la croissance de la consommation gazière mondiale va s'accompagner d'une très forte augmentation du commerce interzone, liée en particulier aux besoins européens et asiatiques. Le marché gazier amplifierait en fait des mouvements historiques : d'un côté, la montée des achats dans les zones traditionnellement

déficitaires, l'Europe et l'Asie, de l'autre, la nécessité de développer les exportations d'Afrique, plus en plus, du Moyen-Orient. L'Amérique du Nord serait la seule zone à pouvoir inverser la tendance pour passer d'un statut d'importateur net à celui d'exportateur grâce aux non-conventionnels. La baisse significative, susceptible d'éviter des tensions sur les prix serait le résultat de trois tendances :

- La réduction de la dépendance pour l'Europe et l'Asie ;
- L'autonomie gazière de la zone nord-Américaine avec éventuellement des exportations de gaz naturel liquéfié (GNL), actuellement à l'étude ;
- La valorisation des gaz non conventionnels à l'export, à l'image de ce qui se fait en Australie avec le gaz de charbon.

6.8. Risques économique

D'après le rapport de l'OPEP de mars 2013, les hausses importantes récentes de la production de pétrole et de gaz de schiste en Amérique du Nord, pourraient jouer un rôle de plus en plus important dans la production de pétrole non-OPEP dans les approvisionnements à moyen et à long terme. Cela pose un grand problème stratégique pour l'OPEP qui contribue à environ 30% de la consommation mondiale.

L'Algérie se trouve à une forte concurrence internationale qui limite forcément ses exportations notamment pour le gaz conventionnel, concurrence de la Russie 30% des réserves mondiales, concurrent direct de l'Algérie avec la Norvège et d'autres pays africains et arabes dont le Qatar et l'Egypte, sur le marché européen (l'Egypte et surtout le Qatar plus de 15% des réserves mondiales). L'entrée des nouveaux producteurs et surtout avec la révolution du gaz de schiste risquent de bouleverser la carte énergétique mondiale.

Si les contrats à moyen terme de l'Algérie avec ses partenaires expirent, et si le marché Américain est fermé, l'Algérie sera obligée d'abaisser ses prix.

Suite aux dangers effectués par l'extraction du gaz de schiste présenté ci-dessus, ainsi, le comportement de prix du gaz naturel durant le temps avec les différentes ruptures et changements structurels, très risqué de penser à l'exploitation de schiste.

En effet, l'exploration, selon les données d'aujourd'hui, n'est pas suffisante pour prendre en considération le potentiel Algérien en gaz de schiste. Souhaitant dans d'autres conjonctures ce gaz assurera la relève en pétrole.

7. Conclusion:

Le gaz naturel présente une des ressources d'énergie les plus utilisées dans le monde, voir la plus prometteuse puisqu'elle bénéficie avec la montée des préoccupations environnementales d'une considération importante. L'Algérie est un pays producteur et exportateur de cette énergie (Ministère de l'Energie et des Mines, 2008), il a été donc primordial pour la Sonatrach d'analyser et prévoir l'évolution temporelle des prix du gaz naturel afin de prendre le mécanisme qui gère la production et de tirer par la suite des informations pertinentes qui serviront à la phase de prise des décisions.

Dans cet article, nous avons essayé d'atteindre l'objectif fixé, à savoir, d'analyser une relation d'équilibre de long terme, la cointégration entre les prix du pétrole brut et du gaz naturel, et la comparaison des évolutions de ces prix sur les marchés spot pour pouvoir amener les conclusions y afférentes.

Les conclusions obtenues sont :

- ✓ L'absence d'une relation de cointégration rejoint les changements structurels justifié par le gaz de schiste ;
- ✓ Le gaz de schiste contient un très grand pourcentage de liquide, dont les prix sont fortement liés aux prix du pétrole brut, ce qui prouve l'augmentation des réserves par des condensats liquides dans des usines du gaz naturel ;
- ✓ La révolution des gaz de schiste a fait chuter les prix de l'énergie, réduisant significativement le coût de la matière première utilisée par la pétrochimie, issue des liquides du gaz naturel (LGN) ;
- ✓ La chute du prix du gaz a incité les producteurs à cibler les bassins riches en liquide, offrant une meilleure valorisation que le gaz méthane. La production de LGN, liée à celle du gaz de schiste, est ainsi en très forte augmentation ;
- ✓ Le prix très bas du gaz ne couvre pas les coûts de production d'un nombre important de bassins du gaz de schiste.

L'application de cointégration et l'analyse des résultats obtenus sur le prix du gaz naturel Américain, nous a permis d'arriver à la conclusion suivante : à l'état actuel le meilleur mode de vente pour l'Algérie est celui du prix contractuel, car ce dernier garantit la stabilité des prix contre les fluctuations du marché spot.

8. Liste Bibliographique :

1. Benyoucef, a. (2014). The Impact of the Unconventional Gas Supply on the Link Between Oil and Gas Prices in the US Market.
2. Bourfis, A. (2014, Décembre 24). , « Le Gaz de schiste ou gaz de roche mère », Laboratoire de Géologie et Environnement (LGE). (F. U. 1, Éd.)
3. David huges, J. (2011). *Will natural gas fuel America in the 21st century?* (éd. 29 Mai 2011).
4. Gabriel, M. (2011). *L'exploitation des gaz de schistes, entre promesses économiques et conséquences environnementales*. France: Ambassade de France à Washington.
5. Hurlin, C., & Migron, V. (2015). *Statistique et Probabilité en Economie-Gestion* (éd. Dunod, Collection Open Book).
6. Mebtoul, A. (02 Mai 2013). Gaz de schiste : des pressions sur l'Algérie pour baisser ses prix de gaz ? *Le matin DZ*.
7. Migron, V. (2002). *Econométrie des séries temporelles macro-économiques et financières* (éd. Economique). Paris.
8. Ministère de l'Energie et des Mines. (2008). Évolution du secteur de l'énergie et des mines, 1962-2007.
9. Percebois, J. (2009). *Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon : la théorie économique nous aide-t-elle à comprendre les évolutions ?* (éd. Janvier 2009).
10. Potocnik, J. (2014, Janvier 22). Recommandation de la Commission relative aux principes minimaux applicables à l'exploration et à la production d'hydrocarbures (tels que le gaz de schiste) par fracturation hydraulique à grands volumes. *Journal officiel de l'union européenne* . Bruxelles, Commission européenne.
11. Regis, B. (2015). *Exercices pédagogiques d'économétrie - Avec Corrigés Et Rappels* (éd. 4^{ème} Dunod).
12. Report of Economics & Statistics Department. (March 2011). *Shale Gas and New Petrochemicals Investment : Benefits for the Economy, Jobs, and US Manufacturing*. American Chemistry Council.
13. Sonatrach. (2007). Commercialisation gaz & développement à l'international.
14. Sonatrach. (2012). une dimension gazière internationale 50 ans au service du développement national.
15. Vincent, G. (1995). *Statistique appliquée à la gestion : avec exercices corrigés et utilisation d'Excel* (éd. 7^{ème} Economica).