

Dynamique de l'offre pétrolière, stratégies d'investissement et comportements de stockage : Un état des lieux

Yves Jégourel

About OCP Policy Center

OCP Policy Center is a Moroccan policy-oriented Think Tank whose mission is to contribute to knowledge sharing and to enrich reflection on key economic and international relations issues, considered as essential to the economic and social development of Morocco, and more broadly to the African continent. For this purpose, the Think Tank relies on independent research, a network of partners and leading research associates, in the spirit of an open exchange and debate platform.

By offering a "Southern perspective" from a middle-income African country, on major international debates and strategic challenges that the developing and emerging countries are facing, OCP Policy Center aims to make a meaningful contribution to four thematic areas: agriculture, environment and food security; economic and social development; commodity economics; and "Global Morocco", a program dedicated to understanding key strategic regional and global evolutions shaping the future of Morocco.

[Read more about OCP Policy Center](#)

About the author, Yves Jégourel

Dr Yves Jégourel is associate professor in finance at the University of Bordeaux (France), affiliate professor at Toulouse Business School and a Senior Fellow at OCP Policy Center. Y. Jégourel conducts research in commodity economics and financial risk management. His most recent research examines the link between the volatility of the futures market, exchange rate uncertainty and the export of cereals. He is also the head of a master program focused on banking, finance and international trading both at the University of Bordeaux and at Vietnam National University (Hanoi, Vietnam).

Dr. Jégourel has authored several books in the field of finance, including a work studying financial derivatives. He holds a BA from Middlesex University and a MsC and a PhD from the University of Bordeaux, and is a former auditor with the Institute of Higher National De-fence Studies (IHEDN).

[Read more about Yves Jégourel](#)

The views expressed in this publication are those of the author.

This publication can be downloaded for free at www.ocppc.ma. Printed copies are also available. To request a copy, thank you for sending an e-mail to contact@ocppc.ma.

Résumé

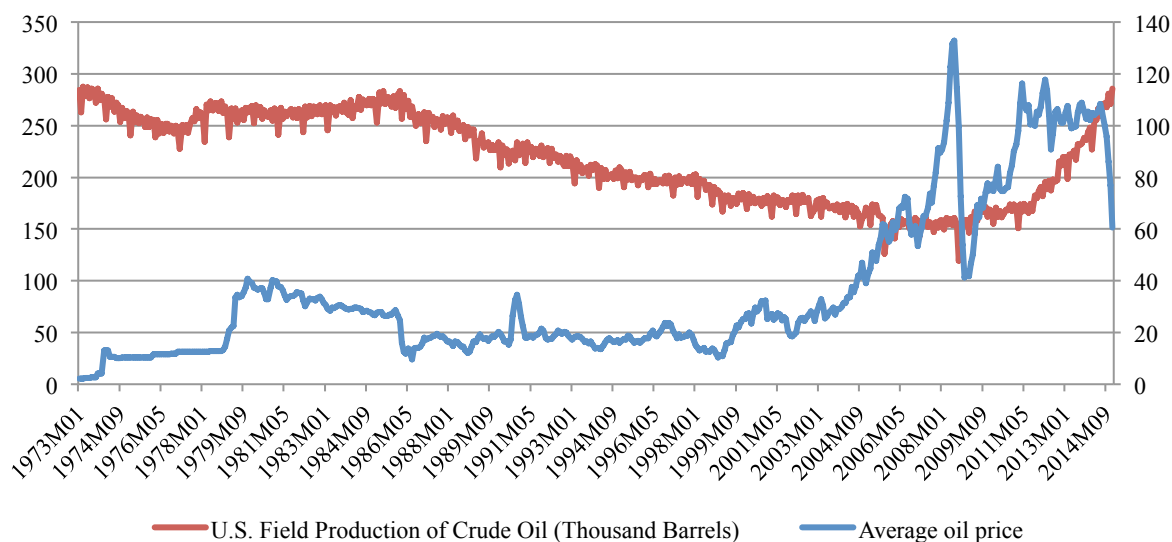
Cet article vise à mieux comprendre la relative inélasticité-prix de l'offre de pétrole et tente de démontrer, qu'au-delà du niveau des prix, la volatilité et la structure de marché ont une influence considérable sur la stratégie des firmes productrices tant à court terme qu'à long terme. Pour cela, différentes variables doivent être considérées : la nature du jeu stratégique entre les producteurs dans un contexte d'oligopole, la nature des chocs d'offre ou de demande jouant sur l'arbitrage production/stockage, ainsi que l'ampleur de l'incertitude à laquelle les producteurs doivent faire face lorsqu'ils s'engagent dans une stratégie d'investissement en capacité de production.



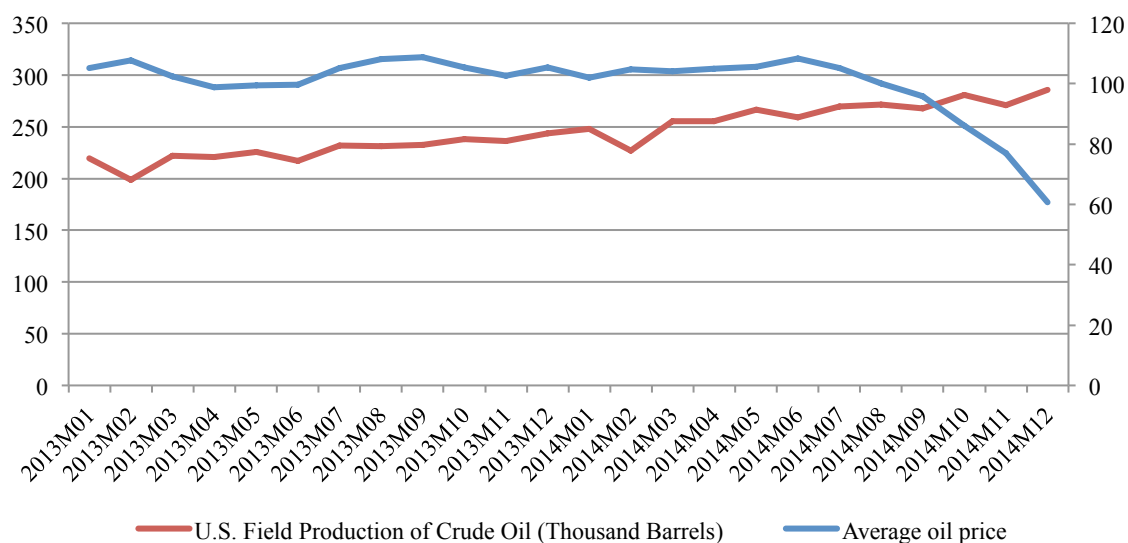
I. Introduction

La baisse sensible du prix de l'énergie, qui a vu le Brent et le West Texan Intermediate (WTI) passer de 115USD/bbl et 107USD/bbl le 19 juin, à près de 57 et 53 USD/bbl dans les derniers jours de décembre, est un des faits d'actualité majeurs de la seconde partie de l'année 2014. Ce qui apparaît désormais comme un changement de paradigme a naturellement fait émerger un nombre important de questions. La plus évidente d'entre elles porte sur les origines d'un tel effondrement des cours. La principale explication proposée par les économistes tient à la conjugaison d'un choc d'offre positif lié non seulement à l'exploitation des pétroles non conventionnels nord-américains mais également à une reprise non anticipée de la production libyenne, et d'un choc de demande négatif provoqué par l'atonie de la croissance mondiale, notamment en Asie (Arezki et Blanchard, 2014). La deuxième interrogation porte sur les conséquences macroéconomiques d'un pétrole bas, tant pour les pays producteurs que pour les pays importateurs. Cet effondrement pose également la question de la déconnexion parfois observée entre le niveau des prix et l'ampleur des quantités de pétrole disponible. Comment expliquer en particulier que les niveaux de production augmentent ou se maintiennent alors même que les prix baissent, à l'image de l'offre de gaz et d'huile de schiste nord-américaine, en augmentation sur le deuxième semestre 2014 (graphiques 1a et 1b)¹ ? La théorie économique et financière offre, sur ce point, plusieurs éléments de réponse.

Graphiques 1a et 1b : Dynamique relative des prix du brut et de l'offre pétrolière US



¹ La production du champ pétrolier de Bakken, en Dakota du Nord a, à titre d'exemple, augmenté de près de 3% en octobre 2014, alors que la baisse des prix était amorcée.



Source : US Energy information administration

Conformément aux enseignements de la théorie des jeux, les interactions entre les différents acteurs des marchés pétroliers ont, en premier lieu, un impact considérable sur l'offre de brut et limitent les mécanismes classiques d'ajustement du marché. Alors qu'une diminution des prix devrait conduire à une réduction de l'offre, l'ampleur des contraintes financières auxquelles chaque producteur doit faire face ou la volonté de gagner des parts de marché peut conduire à ce que l'effet volume soit favorisé, au détriment de l'effet prix. Dans cette logique, le rôle de l'OPEP en tant que cartel doit être analysé. A court terme, la volatilité de prix impacte en outre les arbitrages réalisés par un producteur entre une variation de la production, solution pertinente lorsqu'un choc de demande ou d'offre est permanent, et une variation des stocks en cas de choc transitoire (Pindyck, 2001). La notion de structure de marché, conformément à la théorie du coût de stockage devient alors essentielle. Ce qui vaut à court-terme ne s'impose cependant pas nécessairement sur le long terme et impose de s'interroger sur les déterminants de l'investissement pétrolier. Doit-on en particulier estimer qu'à long-terme l'offre de brut devra, par nature, se réduire face à une baisse prolongée des prix pétroliers en raison de moindres investissements dans ce secteur? En traitant des effets microéconomiques de la dynamique des prix pétroliers par l'approche des options réelles, la littérature académique a pu offrir, sur ce thème, un éclairage intéressant. De nombreux articles se sont en effet penchés sur les liens unissant, dans un univers incertain, la dynamique des prix pétroliers, la stratégie d'investissement des producteurs de pétrole et de l'industrie du raffinage et, consécutivement le niveau de la production à terme. D'un point de vue microéconomique, l'instabilité à long terme des prix de l'énergie, comme de toute autre matière première non renouvelable, pose ainsi la question de l'adaptation des capacités productives et donc de la stratégie d'investissement. En soulignant l'influence considérable de la composante non anticipée de la variation des prix, la théorie des options réelles met en exergue que le niveau des prix n'est pas une variable suffisante pour expliquer la dynamique d'investissement et donc de la production. Cette approche ne saurait cependant justifier à elle seule la désynchronisation prix-volume observée sur les marchés du brut et les autres déterminants de l'investissement pétrolier doivent être pris en compte, au premier rang desquels la structure de financement des producteurs pétroliers.

Actant de la diversité des approches théoriques et empiriques existant sur la dynamique des prix pétroliers, l'ambition de cet article est de proposer une analyse englobante des effets microéconomiques de la variation des prix pétroliers sur le comportement des firmes productrices ou transformatrices. Il s'agit, plus précisément, non seulement de mieux rendre compte, sur la base de la littérature existante, des liens unissant la dynamique du prix des matières premières et les différentes stratégies mises en œuvre dans le domaine de la production pétrolière, mais également de mettre en exergue le rôle de la volatilité et de la structure de marché (contango/backwardation) lorsque les prix sont dans une configuration baissière. Nous traitons pour cela, dans une première partie, des interactions prix/production existant à court terme en prenant en compte l'existence d'équilibres non coopératifs sur le marché du brut et la possibilité

d'arbitrage production/stockage, et considérons, dans une seconde partie, le lien entre stratégies d'investissement et dynamique des prix à long terme.

II. Equilibres non coopératifs à court terme et politique de stockage

L'ajustement de l'offre de brut aux variations des prix n'est pas immédiat en raison d'un certain nombre de rigidités qui prévalent à court terme (Frankel, 2010). En période de hausse des prix, l'augmentation de la production est naturellement contrainte par les capacités de production dont l'expansion ne peut se faire que sur le long terme. En période de baisse en revanche, l'ajustement devrait être, dans l'absolu, plus rapide. D'autres types de rigidité viennent cependant contraindre la modulation de l'offre pétrolière. Ainsi, conformément aux enseignements de la théorie des jeux et en raison de contraintes financières et d'objectifs économiques différents, les interactions entre les différents acteurs du marché ont un impact considérable et peuvent conduire à ce que l'effet volume soit privilégié pour compenser la baisse des prix. Par ailleurs, l'arbitrage entre la variation de la production et le (dé)stockage, conformément à la théorie du coût de stockage (Working, 1948), doit également être considéré : une baisse des prix peut alors conduire à une augmentation des stocks, laissant l'offre de brut inchangée.

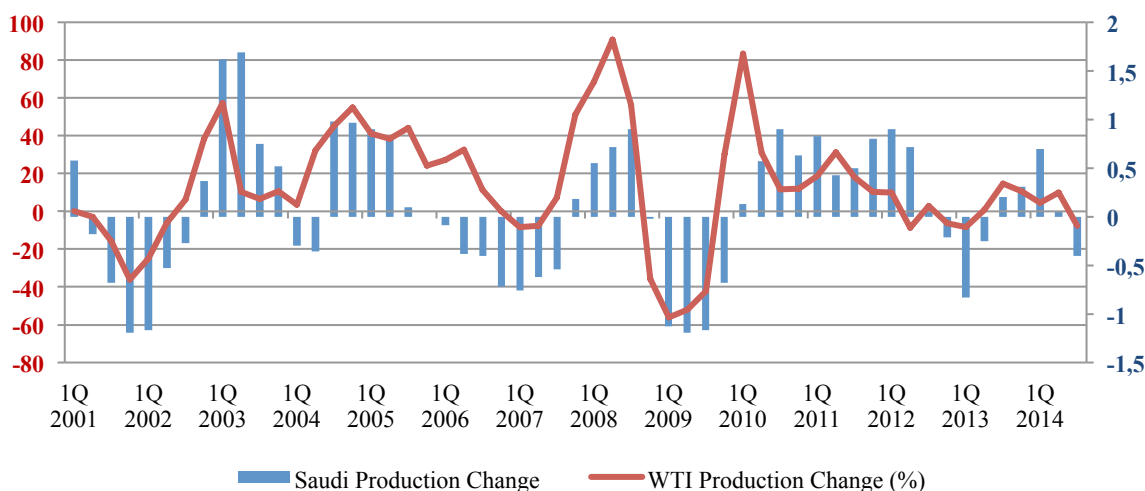
II.A. Dynamique des prix et jeu stratégique des acteurs pétroliers

L'existence d'un oligopole avec entente tel que peut être définie l'Organisation des producteurs de pétrole (OPEP) devrait favoriser l'ajustement du marché par les volumes et non par les prix, de telle sorte qu'un choc d'offre négatif soit suivi par une réduction assez rapide de l'offre, au travers notamment d'un abaissement des quotas de production. Représentant 81% des réserves de pétrole connues à la fin 2013², l'organisation dispose ainsi, en théorie, d'un pouvoir de marché important avec 43% de la production mondiale (soit 31,6 millions bbl/jour) qui lui permet de limiter l'intensité des mécanismes concurrentiels. La mise en œuvre de stratégies coopératives demeure cependant davantage l'exception que la règle et ce, pour plusieurs raisons.

La première tient à l'existence de divergences importantes entre pays membres, notamment au regard des réserves pétrolières dont ils disposent. L'ampleur de celles-ci détermine en effet très largement leur horizon temporel et donc le niveau minimal des prix garantissant la préservation de leurs équilibres macroéconomiques. Au sein de l'OPEP, l'Arabie Saoudite occupe une place prépondérante avec près de 30% de la production (9,6 millions bbl/jour) soit environ 13,2% de la production mondiale et joue traditionnellement le rôle de swing producer (graphique 2) afin d'ajuster le marché par une variation de son offre de brut. Cette politique n'est cependant pas systématique. Soumise à la pression des autres membres du cartel, l'Arabie Saoudite s'est ainsi accommodée à la fin de l'année 2014 de prix plus faibles, comme elle le fit en 1986, afin notamment de limiter la rentabilité future des gisements nord-américains. En ne s'engageant pas dans une réduction immédiate des quantités produites voulues par certains membres du cartel, l'Arabie saoudite teste également la capacité des autres producteurs à supporter le coût financier d'un tel statu quo et *in fine* leur volonté de s'engager dans une baisse durable de leur production.

² Source : OPEC annual statistical bulletin, 2014.

Graphique 2 : L'Arabie Saoudite, swing producer de l'OPEP (2001-2014)
 Production saoudienne en million de bbl/jour/production et du WTI (en variation, base annuelle)



Source : US Energy information administration

La seconde explication tient à la relative inefficacité des politiques de régulation du marché par les volumes. Brunetti *et al.* (2013) se sont en effet interrogés sur le pouvoir d'influence des déclarations officielles du cartel sur ce qu'il considère être le « juste prix » du brut. En raison du positionnement de l'OPEP, celui-ci pourrait en effet avoir un contenu informationnel que n'ont pas les prix à terme et pourrait participer aux ajustements du marché. Portant sur la période 2000-2010 et prenant en compte 78 déclarations officielles actant que le prix du marché défini par le *first nearby contract* du WTI est ou non un prix juste, cette analyse met en évidence l'incapacité de l'OPEP à orienter le marché ou à en lisser les fluctuations. Une étude similaire menée par Schmidbauer et Rösch (2012) mais portant sur les déclarations de l'OPEP relatives à ses décisions de production (maintien des objectifs, diminution et augmentation soit 88 sur la période janvier 1986-janvier 2009) tend à nuancer cependant cette affirmation. Les auteurs montrent en effet que celles-ci affectent tant le rendement que la volatilité du WTI et ce, de façon différenciée. La volatilité de la référence américaine tend à augmenter avec les périodes d'annonce dès lors qu'un maintien ou une diminution des quotas est anticipé par le marché, et non pour une augmentation anticipée de production. Selon les auteurs, l'OPEP aurait donc bien un pouvoir de marché mais celui-ci ne serait qu'épisodique lors des réunions officielles du groupe. De ce point de vue, l'existence de l'OPEP en tant que cartel pose question. Bremond *et al.* (2012) montrent notamment que l'OPEP se comporte majoritairement comme un price-taker sur la période janvier 1973-juillet 2009, confirmant ainsi l'incapacité de l'organisation à orienter le marché.

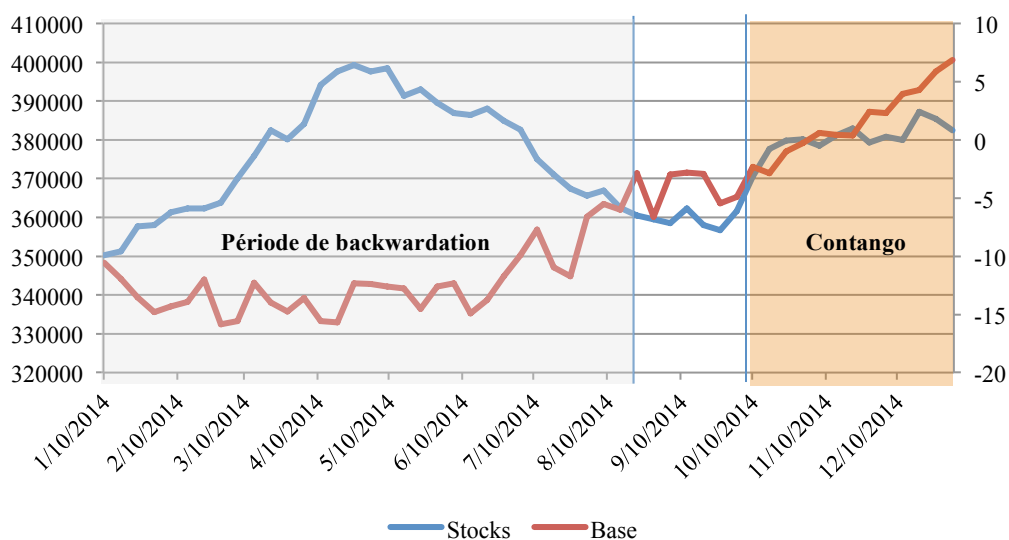
La troisième explication tient au fait qu'un objectif de prix n'est pas nécessairement une politique optimale pour un cartel. Il peut être en effet rationnel, d'un point de vue théorique, pour des producteurs de brut ayant un pouvoir de marché de faire osciller les prix autour d'une moyenne plutôt que de se conformer à un prix fixe : sous l'hypothèse d'une fonction de demande convexe, l'augmentation de la demande liée à une baisse de 1 USD est plus importante que ne l'est la baisse de la demande lors d'une hausse des prix de même amplitude (Wirl, 2008). Utilisant un modèle d'équilibre général calculable portant sur la stratégie pétrolière de l'Arabie Saoudite, De Santis (2003) suggère que ce pays n'a pas réellement d'intérêt à modifier les conditions d'équilibre du marché à la suite d'un choc d'offre ou de demande, en raison des pertes de bien-être qu'une telle politique générerait. Ainsi, en vertu des simulations proposées par l'auteur, une diminution de 26% des exportations de brut de l'Arabie Saoudite à la suite d'un choc d'offre négatif n'entraînerait une augmentation immédiate des prix que de 8%, tandis qu'à long terme une baisse de 12,6% n'apprécierait les prix que de 3,8%.

II.B. Politiques de stockage, marchés organisés et risque de base

Les interactions existant entre acteurs pétroliers pourraient laisser à penser que le niveau de production est, à court terme, la seule variable d'ajustement pertinente. Tout producteur (ou utilisateur final) doit cependant faire face à un deuxième choix stratégique lorsque les prix tendent à baisser (augmenter) : réduire la production et/ou augmenter les stocks. Il s'agit ici de distinguer la nature permanente ou transitoire d'un choc d'offre ou de demande afin de déterminer si une politique de diminution (d'augmentation) durable des quantités offertes et/ou de réduction (d'accroissement) des capacités de production est préférable à une politique de stockage (déstockage) (Pindyck, 2001). Trois types de stockage peuvent ainsi être identifiés : le premier, d'ordre technique, permet à un utilisateur de matières premières de ne pas subir les ruptures d'approvisionnement qui seraient largement dommageables à son activité productive ; le second, d'ordre spéculatif, vise à tirer profit de prix bas pour une utilisation ou une revente future ; le dernier, dit de report, vise à tirer profit de la structure de marché d'un « commodity exchange » ou des contrats à terme financiers (futures) sont cotés. Ce dernier n'a en effet pas pour seul objectif d'offrir une protection contre le risque de prix (Ederington, 1979), mais s'avère être également un outil de gestion des stocks (Tomek et Gray, 1970).

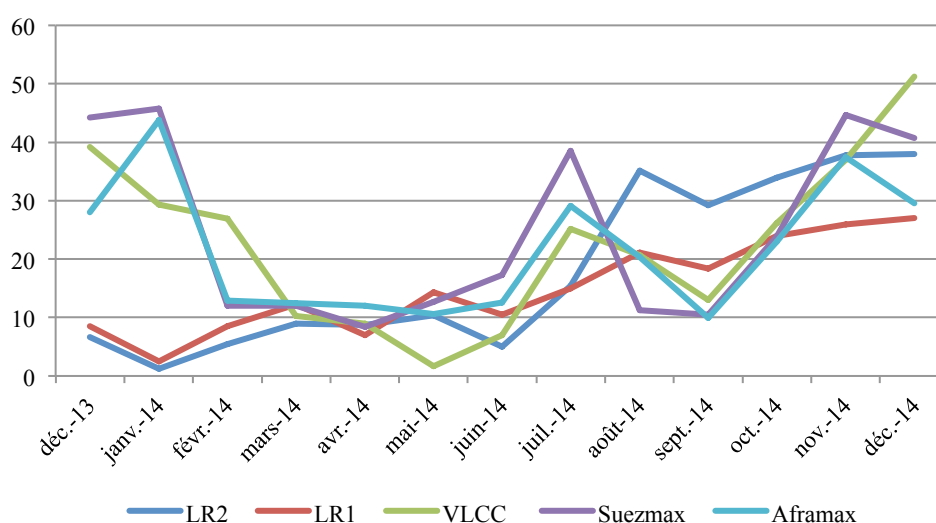
Selon la théorie de stockage, l'écart entre les prix futures et les prix au comptant, c'est à dire la base, traduit l'existence, ou non, d'une pénurie. Si le marché est excédentaire, les prix à terme seront plus élevés que les prix au comptant. Dans cette situation dite « contango », le rendement de l'activité de stockage est indépendant du niveau des prix lorsque la vente a lieu, à condition qu'il existe une convergence de la base à la date d'échéance (Gorton *et al.*, 2013). Ce rendement est, en effet, égal à l'amplitude de ce report, moins les coûts de stockage. Si le marché connaît, à l'inverse, une pénurie de matières premières, le marché se tournera vers une situation de « déport » (ou « backwardation ») dans lequel un stockage potentiel entraînerait une perte financière immédiate. En d'autres termes, il est judicieux de stocker lorsque le marché est en contango et de vendre autrement (Working, 1948). Il faut cependant que les conditions de livraison de la matière première en aliment du contrat futures soient proches des conditions commerciales souhaitées par les opérateurs de la filière. Conformément aux résultats énoncés par Haushalter (2000), ceci explique notamment pourquoi les entreprises pétrolières ayant le plus recours aux techniques de couverture sont celles qui disposent d'une proximité géographique (et donc contractuelle) importante avec les marchés financiers organisés ou de tels instruments sont cotés. La corrélation entre la position physique et la position financière étant toutes choses égales par ailleurs élevée, le risque de base est plus faible et l'efficacité de l'opération d'arbitrage assurée.

Graphique 3 : Evolution comparée de la base sur le WTI (Janv 16 vs spot cushion) et des stocks de pétrole brut (hors stocks stratégiques)



La structure de marché donc ainsi être prise en compte pour expliquer l'absence d'ajustement de l'offre à court terme. Un phénomène de re-corrélation entre l'ampleur de la base et le niveau des stocks de pétrole brut peut ainsi être observé à partir du troisième semestre 2014, période à partir de laquelle la structure de marché revient en configuration de contango (graphique 2). Il devient alors rentable de stocker, de telle sorte que la demande de stockage compense à court terme la baisse de la demande de brut à des fins de consommation. Il importe ici de noter que, dans le cas pétrolier, l'activité de stockage en cas de report peut se faire non seulement en cuves terrestres, mais également en mer, facilitant ainsi le positionnement des hydrocarbures contenus près des zones de production. La baisse des prix pétroliers contribue à diminuer le prix des soutes et favorise consécutivement la demande de tankers (graphique 4), justifiant à nouveau l'hypothèse d'une compensation de la baisse de la demande finale de brut, par une augmentation de la demande de stockage en mer³.

Graphique 4 : Evolution du prix des tankers⁴
(en TCE⁵/ milliers USD)



Source : König & cie

Les relations entre l'activité de stockage et la base observée sur les marchés futures sont cependant complexes. L'activité de stockage en report ne dépend en effet pas uniquement de la structure de marché et ce, pour plusieurs raisons. De toute évidence, la capacité de stockage n'est en premier lieu pas illimitée : lorsque le « tank tops » est atteint, la demande de stockage ne peut plus être physiquement satisfaite et la baisse des prix peut alors être plus importante encore que ne le justifieraient les fondamentaux de l'offre et de la demande. Il importe en second lieu de rappeler que l'accumulation de stocks peut s'expliquer par les contraintes d'exportation auxquelles les producteurs sont confrontés et pas uniquement par une véritable stratégie d'arbitrage. L'interdiction américaine d'exporter du pétrole non raffiné met ainsi en relative

³ L'observation des faits montrent notamment que la Chine a ainsi reconstitué ses stocks stratégiques en ajoutant à la baisse des prix du baril celle du transport maritime. A titre d'exemple et selon l'agence d'information Bloomberg, China National United Oil aurait ainsi acheté près de 21 millions de barils en provenance du Moyen-Orient en octobre 2014.

⁴ Plusieurs types de tankers ou super tankers peuvent être distingués en fonction de leur capacité de chargement, selon le critère de l'Average freight rate assessment (AFRA) : les long range 1 & 2 (LR1 : de 45.000 DWT à 79.000 DWT ; LR2 de 80.000 à 159.999 DWT), les very large crude cruisers (VLCC : de 160.000 DWT à 319.999 DWT). Les aframax (80.000 DWT à 200.000 DWT) et les suezmax (200.000 DWT à 320.000 DWT) sont deux autres catégories de tankers.

⁵ Time charter equivalent

concurrence l'industrie du raffinage de ce pays et celle du continent européen qui dispose d'un avantage compétitif en période baissière, en raison de bruts traités d'une qualité supérieure. La rémunération des stocks par la structure de marché peut enfin être limitée par le fonctionnement même du marché à terme. Acharya *et al* (2013) montrent ainsi que lorsque la capacité financière des spéculateurs est contrainte, la demande de hedging provenant des producteurs a un impact dépressif plus important sur le niveau du prix des futures, conduisant à une réduction des profits et une diminution de leur valeur actionnariale à terme. Les auteurs montrent alors que cette dynamique conduit *in fine* les producteurs à réduire le niveau des stocks qu'ils détiennent lorsqu'un choc de demande négatif affecte le marché puisque ceux-ci ne peuvent être couverts de façon efficiente. La diminution des prix spot est alors exacerbée.

III. Le financement des industries pétrolières et gazières : des problématiques décisionnelles complexes

Si l'offre pétrolière montre une relative inélasticité prix à court/moyen terme, tel n'est pas le cas à plus long terme où les mécanismes d'ajustement du marché montrent la plénitude de leurs effets. Une baisse jugée durable des prix du brut entraîne logiquement une baisse de l'offre produite dans un horizon traditionnellement compris entre plusieurs mois et 2/3 années. La sensibilité de la production aux variations des prix pétroliers n'est cependant pas la même d'un pays à un autre. Selon une étude menée par Riglund *et al.* (2004), l'élasticité-prix (Brent, WTI, Nigéria, Dubaï) à long terme de l'activité de forage pétrolier, définie comme le développement de champs pétrolifères existant ou l'exploitation de nouveaux gisements et appréhendée comme un proxy de la production future, est positive, quelle que soit la zone géographique ou le pays considérés. Elle est cependant plus élevée aux Etats-Unis (1.5), contre 0.68 en Europe, 0.85 en Amérique Latine et 0.72 en Afrique sur la période juillet 1987-juillet 2002. L'activité de forage nord-américaine s'ajuste ainsi dès les trois premiers mois, alors que pour d'autres zones géographiques, le délai peut être supérieur à un an, en raison d'une réglementation plus stricte ou de contraintes financières plus importantes. En d'autres termes, la baisse déjà observée de la production pétrolière aux Etats-Unis pourrait mettre un temps important à se diffuser aux autres pays producteurs.

La raison de cette inertie de l'offre, appréhendée dans sa globalité, est simple : le niveau de la production pétrolière en t_0 dépend en partie de la stratégie d'investissement en capacités de production en t_n . Celle-ci est quant à elle fonction de la rentabilité espérée du projet, mais également de l'incertitude qui le caractérise. Lorsque les marchés sont incomplets et en situation d'absence de neutralité au risque, le lien qui unit ces différentes variables est a priori négatif : tout accroissement de l'incertitude sur la rentabilité future d'un projet entraîne une diminution de l'investissement. Bien que la structure par terme des prix pétroliers, liée à l'importante profondeur des marchés financiers de l'énergie, offre quelques informations sur le niveau anticipé des prix futurs, celle-ci n'est qu'un instrument imparfait et toute anticipation erronée peut conduire à la mise en œuvre d'entités productives non rentables à terme. La relation rentabilité/incertitude devient en revanche plus complexe à définir lorsque l'hypothèse d'aversion au risque est levée, que la nature (a)symétrique des coûts d'ajustement est définie et que la structure de marché est prise en compte (Caballero, 1991). Certains travaux académiques se sont donc attachés à la tester en analysant le lien unissant la formation brute de capital fixe et la dynamique des prix pétroliers, en se basant sur les travaux séminaux de Myers (1977) sur les options réelles. Dans ce cadre, un report d'investissement peut être compris non comme la conséquence d'une aversion au risque en univers incertain, mais comme le produit d'une optimisation inter-temporelle où il devient rationnel d'attendre afin de mieux appréhender la rentabilité du projet envisagé. Il sera plus précisément préférable de reporter un investissement si les gains qui découlent de la prise en compte d'informations futures ou de technologies nouvelles excèdent les coûts d'un tel report (pertes de production, augmentation des coûts de production, de construction ou financiers). En d'autres termes, l'option d'attendre voit sa valeur augmenter lorsque l'incertitude s'accroît et il ne sera pertinent d'investir non lorsque la valeur actualisée nette d'un projet est positive, mais lorsque celle-ci excède la valeur de cette option réelle (Drèze, 2000 ; Durand *et al.*, 2006). A l'inverse de l'option d'attente, un investissement stratégique précoce pourra être compris comme une option de croissance donnant à celui qui la possède l'opportunité de l'exercer à l'échéance et de bénéficier ainsi d'un avantage concurrentiel.

III.A. Dynamique des prix et distorsion d'irréversibilité dans le secteur pétrolier

L'industrie pétrolière a logiquement fait l'objet de nombreuses applications de la théorie des options réelles. L'ambition est, d'un point de vue opérationnel, de mieux valoriser un projet d'investissement et, d'un point de vue académique, d'expliquer la (dé)synchronisation de la dynamique des prix pétroliers et l'investissement dans ce secteur. Il faut, pour le comprendre, rappeler que l'investissement pétrolier comporte trois phases : l'exploration (sondage sismique, forage d'exploration/wild cats, puits de délinéation), le développement, lui-même subdivisé entre le délai d'obtention du permis d'exploitation et celui du développement technologique au sens strict, et l'extraction/production. Les entreprises productrices doivent ainsi résoudre un problème d'optimisation liant l'effort d'investissement, le rythme d'extraction et le niveau des réserves recouvrables. Dans le contexte des options réelles, l'entreprise dispose d'une option sur option (compound option) en phase exploratoire dont la prime, par référence aux options financières, correspond à la valeur des investissements réalisés durant cette période et dont le sous-jacent est l'option d'engager (ou de reporter) le projet d'investissement en phase de développement. Si elle est exercée, traduisant le passage à la phase de développement, elle confère à l'entreprise pétrolière une option d'attente dont l'exercice sera fonction du rapport entre les cash-flows issus du développement immédiat du champ pétrolier et ceux qui seraient obtenus ultérieurement, notamment pour des niveaux de prix et de taxation différents, ou des technologies extractives plus performantes. Si les faits mettent en évidence un lien direct entre l'activité exploratoire et le niveau des prix, tel n'est pas nécessairement le cas pour les deux phases ultérieures (développement et production).

Favero *et al* (1994) se sont ainsi intéressés aux 53 gisements pétroliers exploités en 1989 dans le plateau continental du Royaume-Uni (Mer du nord) afin de tester la portée du lien prix/investissement entre la fin de la période d'exploration et le début de la phase de développement d'un champ pétrolier. Basé sur une optimisation intertemporelle en temps discret, leur modèle, testé économétriquement, évalue la durée de la phase de soumission et d'obtention du permis d'exploitation, période cruciale puisque la compagnie pétrolière y précise les conditions d'exploitation du gisement et qu'au terme de celle-ci, la compagnie pétrolière s'engage dans la troisième phase, celle de la production. Il s'agit, en d'autres termes, de la période où la rentabilité du projet de forage est évaluée et la décision irréversible de l'investissement prise. Ceci leur permet donc de préciser les règles d'investissement au regard du timing et du taux d'extraction du pétrole. Utilisant un modèle de durée et sous l'hypothèse d'anticipations adaptatives, ils mettent en exergue l'importance de la relation non-linéaire entre le niveau et la volatilité des prix pour expliquer tant l'entrée dans la troisième phase du projet que la durée de la phase de développement. Le niveau des prix à partir duquel le projet d'extraction peut être engagé croît en effet de façon plus que proportionnelle avec le niveau de volatilité. Par ailleurs, le taux de hasard⁶ relatif à la mise en œuvre de l'extraction pétrolière croît de façon plus que proportionnelle avec le niveau des prix anticipé si et seulement si la volatilité des prix est faible.

Favero et Paseran (1994) adoptent cette même approche afin de modéliser les trois phases de l'investissement pétrolier en mer du Nord en prenant en compte les différentes mesures fiscales auxquelles elles sont assujetties. Les coûts d'exploration, ainsi que ceux liés au développement et à la production sont ici supposés être une fonction convexe dépendant positivement du taux d'extraction et négativement des réserves pétrolières connues : dans la mesure où l'épuisement des ressources récupérables, corrélé au taux d'extraction, diminue le taux de pression du gisement, il impose à terme le recours à des techniques de récupération secondaire ou tertiaire (injection d'eau ou de gaz, fracturation hydraulique, forage horizontal) qui augmentent les coûts de production. Symétriquement, tout accroissement des réserves, lié notamment à la réussite des forages exploratoires, entraîne une diminution des coûts de développement et de production. En d'autres termes, l'entreprise, price-taker dans ce modèle, fait face à un problème d'optimisation inter-temporelle de ses profits après taxes et doit, pour y répondre, définir deux règles décisionnelles : l'une sur l'effort exploratoire, l'autre sur la production dans un contexte de prix volatils. Les auteurs montrent notamment que l'ajustement de la production face aux variations de prix, justifiant l'hypothèse d'anticipations adaptatives, est particulièrement lent et que l'élasticité-prix de la production est une fonction décroissante des réserves restantes.

⁶ Dans les modèles de durée, le taux de hasard se définit traditionnellement comme la probabilité que l'évènement étudié se produise en t sachant qu'il ne s'est pas produit précédemment.

L'influence du caractère irréversible de l'investissement sur la décision d'investissement est également soulignée par Dunne et Mu (210) dans le cas de l'industrie de raffinage aux Etats-Unis. Cette dernière étant une activité de transformation, l'incertitude à laquelle l'entreprise est confrontée dans ses choix d'investissement en capacités de production⁷ porte non seulement sur le prix du pétrole brut en tant qu'input, mais également sur le prix de ses dérivés (essences, distillats moyens, fuels lourds). Elle est, dans le cas de cette étude économétrique portant sur 223 raffineries durant la période 1985-2003, mesurée par la volatilité future du crack spread, variable essentielle de la rentabilité du raffinage issue des prix à terme (forward) du pétrole brut, de l'essence et du fioul domestique⁸. Les résultats obtenus confirment ceux issus des travaux évoqués précédemment : l'accroissement de l'incertitude est négativement corrélé avec la probabilité qu'un raffineur s'engage dans une augmentation de ses capacités de production. Ce constat est d'autant plus vrai que l'ampleur du projet d'investissement est grande.

Il ressort de cette approche par les options réelles que la baisse des prix pétroliers observée depuis le début de l'année 2014 favorise une réduction, par les compagnies pétrolières, des dépenses d'investissement de capital, mais qu'une réduction de la volatilité des prix du brut pourrait être de nature à en limiter les effets. Lorsque la stratégie d'investissement d'une compagnie pétrolière est considérée non plus à l'échelle nationale mais internationale, l'incertitude qui doit être considérée plus uniquement liée à celle des prix du brut et du niveau de taxation, mais également au contexte de l'investissement (notamment le risque politique) et à la volatilité du change (Fan et Zhu, 2010). L'influence de l'incertitude sur les dépenses d'investissement en capital demeure, dans ce contexte élargi, inchangée.

III.B. Investissement et contraintes de financement

En raison de la très forte intensité capitalistique de l'industrie pétrolière et gazière, investir impose de trouver, au-delà de la décision d'investissement en tant que telle, toutes les sources de son financement et de nombreuses variables influencent non seulement la probabilité d'y parvenir, mais également le coût financier qui lui est associé. L'importance du risque pays et les réglementations internationales, le degré de protection de l'investisseur et le droit du sol comptent ici, outre les caractéristiques intrinsèques de l'entreprise cherchant à se financer, parmi les éléments les plus importants. L'ampleur des contraintes financières auxquelles l'entreprise productrice est confrontée est également un élément déterminant.

La capacité à obtenir un financement, de quelque nature qu'il soit (dette, hybride ou structuré), dépend intrinsèquement, du point de vue du prêteur, du niveau des cash-flows actualisés futurs que le projet d'investissement pourra générer, mais également des garanties apportées en cas d'échec et donc du couple rendement espéré-risque du projet d'investissement envisagé. Les contraintes seront donc différentes en fonction de la phase d'investissement considérée. Le financement des activités de production énergétique est cependant, dans son principe général, proche de n'importe quel autre type d'investissement de long terme et repose traditionnellement sur l'émission d'obligations de type « investment » et « speculative grade » (high yield) et sur la contractualisation de « leveraged loans » assortis de sûretés réelles. La procédure de financement est parfois adossée sur un « special purpose vehicle », véhicule juridique ad hoc créé à cet effet et non sur l'entreprise sponsor en tant que telle. Ceci implique que le prêteur ne dispose, en cas d'échec du projet financé, que d'une garantie partielle sur les cash-flows futurs générés par le projet et non sur la totalité des actifs de l'entreprise.

Quel que soit le mode de financement, les entreprises productrices doivent faire face, à l'instar de toute entreprise, à des contraintes financières d'ampleur variée, ayant une influence non négligeable sur leurs dépenses d'investissement et donc, à terme, sur leurs capacités de production. Un article d'Aune *et al*

⁷ Et non en investissements de maintenance, de réparation ou ceux visant à améliorer la performance environnementale de la raffinerie. L'investissement en capacités de production est traditionnellement défini en nombre maximum de barils de pétrole pouvant être traité par jour d'exploitation (B/SD). Les auteurs considèrent dès lors qu'un investissement de ce type est réalisé sous différents hypothèses : une augmentation (1) de plus de 1de B/SD ; (2) de 5% de B/SD ; (3) 10% de B/SD ; (4) de 2000 B/SD et (5) de 4000 B/SD.

⁸ Les coefficients techniques de 2/3 de baril d'essence et 1/3 de fioul domestique pour 1 baril de pétrole brut sont ici retenus.

(2010) met ainsi en exergue que les contraintes financières supportées à la fin des années 1990 par les groupes pétroliers internationaux (International oil companies, IOC⁹) ont restreint l'offre de brut disponible sur le marché et ainsi contribué à la hausse des cours observée alors. Cotées pour la plupart sur des places financières internationales, ces entreprises ont en effet dû faire face alors à plusieurs contraintes : (1) une désaffection de la part des investisseurs traditionnels privilégiant les promesses de la révolution des NTIC ; (2) une demande de RoE accrue et (3) un choc de demande négatif à la suite de la crise financière de 1997 conduisant le baril de pétrole à près de 10USD/bbl en 1998. Ces différentes contraintes ont poussé les IOC à adopter une stricte discipline financière visant à améliorer le rendement des capitaux employés (RoACE) par une diminution des investissements exploratoires et donc, à terme, de l'offre de brut. L'ambition était alors de soutenir la valorisation boursière de ces entreprises et, de cette façon, de limiter le risque d'une OPA hostile. Un effet d'hystérésis de plusieurs années a pu ainsi être observé par ces auteurs : les dépenses d'investissement exploratoire des douze entreprises considérées dans cette étude ont été réduites de près de 40% entre 1998 et 2003, alors que les prix du pétrole, en termes réels, ont été doublés sur la même période.

L'ampleur des contraintes financières auxquelles les entreprises productrices sont assujetties n'influence pas uniquement leurs activités d'investissement. Une étude menée par Haushalter (2000) portant sur 177 entreprises productrices de gaz et de pétrole entre 1992 et 1994 étudie les déterminants empiriques conduisant à la mise en œuvre d'une stratégie de hedge, mais également ceux expliquant l'ampleur de cette couverture. Elle met en exergue que les entreprises ayant un coût d'accès aux ressources financières externes élevé sont les plus à même de développer une politique de gestion des risques. Cette analyse est confirmée notamment par Lin *et al.* (2008) qui démontrent que les décisions d'investissement, de financement et de couverture sont intrinsèquement liées. Ceci amène à s'interroger sur la pertinence de la mesure de la volatilité des prix dans les travaux utilisant la théorie des options réelles. Ceux-ci prennent en effet souvent en compte la variabilité des prix spot. Le financement d'un champ pétrolier, ou de tout autre projet d'extraction, s'accompagne pourtant souvent d'une demande, de la part des créanciers, d'une sécurisation des flux des revenus futurs. Dans une telle configuration, l'entreprise pétrolière contractualise un swap de long terme qui lui permet d'échanger, en flux nets, un prix variable pour le brut contre un prix fixe sur la durée de vie du contrat, soit plusieurs années. L'impact de la volatilité sur l'évaluation de la rentabilité du projet d'investissement s'en trouve donc fortement réduit, sinon neutralisé, tandis que le niveau des prix pertinent n'est pas celui du marché spot, mais celui, plus difficilement observable, du swap.

⁹ Par opposition aux National oil companies (NOC).

IV. Conclusion

Utilisant les différentes approches empiriques et théoriques existant sur ce sujet, nous suggérons dans cet article que la relative inélasticité prix de l'offre de brut a de multiples origines. A court terme et dans un contexte concurrentiel que l'existence d'un cartel tel que l'OPEP ne suffit pas à atténuer, la volonté de gagner des parts de marché peut conduire les entreprises productrices à ne pas réduire leur offre lorsque les prix baissent, conformément aux enseignements de la théorie des jeux. Ces entreprises doivent par ailleurs s'interroger sur le caractère transitoire ou permanent des chocs d'offre ou de demande affectant le marché. Ainsi, un choc jugé comme transitoire, pourra conduire les producteurs à ne pas réduire leur offre de brut sur le marché, mais à stocker. Nous rappelons, à ce titre, l'importance de la structure de marché (contango *vs* backwardation) dont la nature et l'ampleur déterminent très largement la rentabilité d'une opération de stockage en fonction de la nature excédentaire ou déficitaire d'un marché. A long terme, la baisse des prix conduit à un ajustement de l'offre dans un horizon temporel variable. Alors que le niveau des prix pétroliers est au cœur des débats économiques et politique, nous montrons, sur la base de la littérature existante toute l'importance de la volatilité des prix, de celles du taux de change et des conditions fiscales, dans la mise en œuvre des stratégies d'investissement des firmes productrices et des entreprises de raffinage. Celles-ci augmentent en effet la valeur de l'option d'attendre avant de s'engager dans un investissement pétrolier considéré comme largement irréversible. Elles peuvent expliquer qu'un projet ne soit pas entrepris alors que les prix sont relativement élevés ou, qu'à l'inverse, celui-ci se fasse avec des prix comparativement bas lorsque l'incertitude sur les rendements futurs est faible.

V. Bibliographie

Acharya V., Lochstoer L., Ramadorai T. (2013), « Limits to arbitrage and hedging : Evidence from commodity markets », *Journal of Financial Economics*, 109, p. 441–465.

Arezki R., Blanchard O. (2014), « Seven Questions About The Recent Oil Price Slump », 22 décembre. Disponible à l'adresse : <http://blog-imfdirect.imf.org/2014/12/22/seven-questions-about-the-recent-oil-price-slump/>.

Aune F. R., Mohn K., Osmundsen P. b, Rosendahl K. (2010), « Financial market pressure, tacit collusion and oil price formation », *Energy Economics*, p. 389–398.

Caballero R. (1991), « On the sign of the investment-uncertainty relationship », *American Economic Review*, 81(1), p. 279-288.

De Santis R. (2003), « Crude oil price fluctuations and Saudi Arabia's behaviour », *Energy Economics*, 25(2), pp. 155-173.

Dunne T., Mu X. (2010). « Investment spikes and uncertainty in the petroleum refining industry », *The Journal of Industrial Economics*, 58(1), pp. 190-213.

Drèze J. (2000), « Sur la macroéconomie de l'incertitude et des marchés incomplets », *Revue de l'OFCE*, n°72, p. 7-37.

Durand R., Gomez P-Y, Monin P. (2006), « Le management stratégique face à la théorie des options », *Revue française de gestion*, 60, p. 159-176.

Ederington L. (1979), « The hedging performance of new futures markets », *Journal of Finance*, 34, p. 157-170.

Fan Y., Zhu L. (2010), « A real options based model and its application to China's overseas oil investment decisions », *Energy Economics*, 32(3), p. 627-637.

Favero C., Pesaran M. (1994), « Oil investment in the North Sea », *Economic Modelling*, 11(3), p. 308-329.

Favero, C. A., Pesaran M., Sharma S. (1994), « A duration model of irreversible oil investment : theory and empirical evidence », *Journal of Applied Econometrics*, 9, p. 95-112.

Frankel J. (2010), « The natural resource curse : a survey », *NBER working paper*, n°15836.

Gorton B., Hayashi F., Rouwenhorst G. (2013) « The fundamentals of commodity futures returns », *Review of Finance*, 17(1), p. 35-105.

Haushalter D. (2000), « Financing policy, basis risk, and corporate hedging : evidence from oil and gas producers », *The Journal of Finance*, 55(1), p. 107–152.

Lin C-M, Phillips R., Smith S. (2008), « Hedging, financing, and investment decisions : theory and empirical tests », *Journal of Banking & Finance*, 32(8), p. 1566-1582.

McDonald R., Siegel D. (1986), « The value of waiting to invest », *Quarterly Journal of Economics*, 101, 707-27.

Myers S. (1977), « Determinants of corporate borrowing », *Journal of Financial Economics*, 5, p. 147-175.

- Pesaran, M. (1990), « An econometric analysis of exploration and extraction of oil in the U.K. Continental Shelf », *Economic Journal*, 100, p. 367-91.
- Pindyck R. (2001), « The dynamics of commodity spot and futures markets : a primer », *The Energy Journal*, 22(3), p. 1-29.
- Ringlund, G. Rosendahl K. Skjerpen T. (2004), « Does oilrig activity react to oil price changes ? an empirical investigation », *Statistics Norway, Research Department Discussion Paper*, 372.
- Schmidbauer H., Rösch A. (2012), « OPEC news announcements : effects on oil price expectation and volatility », *Energy Economics*, 34(5), p. 1656-1663
- Tomek, W, Gray W., (1970), « Temporal relationships among prices on commodity futures markets their allocative and stabilizing roles », *American Journal of Agricultural Economics*, 52.
- Wirl F. (2008), « Why do oil prices jump (or fall) ? », *Energy Policy*, 36(3), p. 1029-1043.
- Wirl F., Kujundzic, A. (2004), « The impact of OPEC conference outcomes on world oil prices, 1984-2001. *Energy Journal*. 25 (1), 45-62.
- Working, H., 1948. « Theory of the inverse carrying charge in futures markets », *Journal of Farm Economics*, 30 (1), 1-28.





OCP Policy Center

Ryad Business Center – South, 4th
Floor – Mahaj Erryad - Rabat,
Morocco

Website: www.ocppc.ma

Email : contact@ocppc.ma

Phone : +212 5 37 27 08 60

Fax : +212 5 37 71 31 54