



HAL
open science

Une nouvelle stratégie pétrolière de l'Arabie Séoudite ?

Sadek Boussena

► **To cite this version:**

Sadek Boussena. Une nouvelle stratégie pétrolière de l'Arabie Séoudite ?. *Pétrostratégies*, 2016, 30 (1441), pp.7-8. hal-01289083

HAL Id: hal-01289083

<https://hal.science/hal-01289083>

Submitted on 16 Mar 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Une nouvelle stratégie pétrolière de l'Arabie Séoudite ?¹

De Sadek Boussena, Chercheur à l'Université de Grenoble, ancien ministre de l'Energie, Algérie

La récente série de changements d'attitude, parfois radicaux, de l'Arabie Séoudite dans plusieurs domaines d'importance - pétrole, géopolitique, militaire, politique intérieure - soulève bien des questions. S'agissant de la politique pétrolière, on est en droit de s'étonner d'une action dont le résultat est, pour l'instant, de faire baisser drastiquement ses recettes d'exportations. En refusant de négocier un accord de réduction du « plafond de production » de l'OPEP en juin 2014 et en affichant le crédo du « laisser faire le marché », les Séoudiens ont-ils déclenché une guerre des prix pour défendre leur part de marché à court terme ? Ou bien lancent-ils une stratégie plus sophistiquée, utilisant « l'incertitude des prix » pour asseoir plus durablement la prédominance de leur pays sur le marché ? L'Arabie Séoudite peut-elle s'engager seule dans cette nouvelle approche ? Assiste-t-on à l'émergence d'un nouveau régime de fonctionnement du marché pétrolier ?

Deux options possibles pour l'Arabie Séoudite

Ce n'est pas la première fois que l'Arabie Séoudite adopte cette attitude. De deux choses l'une.

1) Soit il s'agit d'une position tactique, la plus probable, et donc révisable après l'obtention de résultats tel que le freinage de la production US. L'Arabie Séoudite pourrait reprendre les négociations à l'OPEP et avec les non-OPEP sur un compromis de réduction de l'offre. Un accord qui inclurait des non-OPEP (Russie) et prendrait en compte la position iranienne, mais plus flexible que le système actuel de quotas/plafond de production. Les cours du pétrole remonteraient alors au fur et à mesure que se résorberait le surplus de l'offre. Sauf crise grave au Moyen-Orient, les prix pourraient, assez vite, fluctuer entre \$50/b et \$70/b, niveau censé correspondre au prix « breakeven » des pétroles de schiste US, un « cap » de prix délibérément retenu. Ainsi, ce ne seront plus les coûts les plus hauts (par exemple les sables bitumineux canadiens) qui serviront pour l'estimation du coût marginal de développement, mais ceux, plus bas, du pétrole US. Dans cette hypothèse, l'Arabie Séoudite s'engagerait à défendre cette fourchette de prix, en échange de l'adoption de cette nouvelle démarche par l'OPEP et la Russie. Ces derniers (mais pas seulement eux) ayant expérimenté le niveau traumatisant de \$25/b, accueilleraient avec enthousiasme un tel compromis.

2) Soit il s'agit d'une option stratégique et durable, où « laisser faire le marché » signifierait un alignement de l'Arabie Séoudite sur le statut non interventionniste des autres gros producteurs et donc la fin de la politique de régulation du marché par l'OPEP. Dans cette hypothèse, elle pourrait adopter une stratégie visant à aiguïser la concurrence, à renforcer la volatilité des cours et renforcer sa part de marché. Une démarche basée sur l'instrumenta-

lisation des incertitudes sur les prix afin de contenir les compétiteurs potentiels². Elle en a les moyens, elle possède les avantages nécessaires : réserves, production, coûts moindres, capacité non utilisée. Elle pourrait alors (surtout si elle parvenait à agglomérer les autres membres de l'OPEP ou une partie d'entre eux) dominer le marché sans avoir à l'afficher. En se

projetant dans le futur, avec le pétrole visé par la lutte contre le réchauffement climatique, et donc son obsolescence potentielle, l'Arabie Séoudite pourrait revoir sa politique de maintien d'une capacité de production de 12,5 Mb/j et accélérer son développement. Dès lors, la lutte pour la part de marché deviendrait centrale.

La stratégie basée sur l'incertitude des prix

Cette option stratégique consisterait, pour un acteur dominant (au coût de production le plus bas), à utiliser et à « élargir l'incertitude sur les prix » comme levier de manœuvre (« Stratégie basée sur l'incertitude des prix », S. Boussena, 1994)³. Cette stratégie se déroulerait en deux phases :

1) Dans un premier temps, le producteur dominant déclenche une guerre des prix pour défendre son marché. Afin de semer le doute chez les concurrents, il peut laisser les prix dériver à un niveau aussi bas que son coût de développement, émettant ainsi des « signaux de prix » que la concurrence devra prendre en compte pour calculer le risque/investissement. Cette phase lui permet de recueillir les informations sur les coûts réels de ses compétiteurs potentiels.

2) Mais cette guerre de prix n'est pas une fin en soi et ne peut durer. Le producteur dominant peut rechercher un prix optimal. Il peut alors utiliser à son profit (en la favorisant) la volatilité des cours et l'intégrer dans sa stratégie. Cela implique une participation plus active dans les marchés financiers, ce que les compagnies nationales de l'OPEP ne font pas encore.

Le leader (et ses alliés) s'abstient d'assurer une prévisibilité des prix. Ce qui dans le cas de l'OPEP implique qu'elle ne fournisse plus d'informations sur le « niveau de prix à défendre », qui permettrait à d'autres acteurs d'en déduire un prix souhaitable par l'Organisation. Cette stratégie aurait, en outre, l'avantage de se pratiquer sans avoir à être affichée ou assumée, le leader (l'Arabie Séoudite) pouvant entraîner d'autres vendeurs ayant les mêmes avantages concurrentiels (éventuellement les autres pays de l'OPEP ou une partie d'entre eux) sans avoir à formaliser un accord officiel.

Un nouveau régime de fonctionnement du marché pétrolier mondial ?

La suppression de la « référence OPEP » pour le marché aurait au moins deux conséquences. Sur bien des aspects, les pistes seraient brouillées pour les autres acteurs. Sans un prix référentiel censé être celui préféré par l'OPEP, la volatilité règnerait sur les cours, ces derniers étant en permanence à la recherche d'un « prix d'équilibre ». Par ailleurs, et c'est le point nodal, en l'absence de « référence OPEP » l'industrie pétrolière devra retourner à un fonctionnement basé sur la logique de marché, à savoir une formation des prix alignée structurellement et tendancielle sur le coût marginal le moins élevé.

Dans un tel scénario, les cours fluctueraient dans une fourchette beaucoup plus large que celles des périodes précédentes où l'OPEP réussissait, avec plus ou moins d'efficacité, à donner une référence de prix au marché. Les prix pourraient alors évoluer dans une fourchette prenant en compte les coûts moyens des grands producteurs les moins chers (environ \$20/b) et ceux, plus chers, des producteurs suivants les plus compétitifs aux coûts de développement marginaux (\$40/b). Les prix pourraient donc varier entre \$25 et \$70/b, soit une bande plus large, et donc avec plus de volatilité, que celle de la première option citée plus haut (\$50/b et \$70/b). La fourchette haute pourrait, certes, être dépassée durant des crises géopolitiques graves dans les pays producteurs, mais seulement pour de courtes périodes. Et ces pics profiteraient particulièrement aux producteurs disposant d'extra-capacités.

La mise en œuvre d'une telle « stratégie d'incertitude des prix » signifierait la fin du « Grand Pacte Pétrolier » établi d'une manière informelle depuis 1973 par les grands pays occidentaux et l'OPEP. Alors qu'avec le régime précédent, celui des « sept sœurs », la croissance impressionnante du pétrole du Moyen-Orient s'était faite parce que cette région avait les coûts les moins élevés, une sorte de modus

vivendi s'établit à partir de 1973, un pacte informel gagnant-gagnant, non négocié, ni assumé par les parties concernées. Ce « Pacte » permet à l'OPEP d'être tolérée par les institutions internationales comme régulateur de l'offre mondiale (même si on la traite souvent de cartel) et d'obtenir donc des prix élevés, en échange de son abstention d'étendre massivement sa production, laissant (volontairement ou non) le développement substantiel de pétroles plus chers dans d'autres régions, pour permettre aux pays de l'OCDE de « diversifier et sécuriser » leurs sources d'approvisionnement. Avec 32 Mb/j en 2015, l'OPEP produit très légèrement plus qu'à la fin des années 1970, mais sa part de marché a chuté, passant de 60 à 35 %. Depuis 1973, l'amont pétrolier international ne fonctionne plus selon la logique d'un marché traditionnel⁴ où (sauf barrières douanières ou autres) l'offre progresse d'abord dans les zones où elle est la moins coûteuse. Or ce n'est pas vrai pour le pétrole. Avec des prix de \$100/b, des investissements dans des pétroles aux coûts élevés (>\$60/b) étaient rentables, alors qu'il aurait été possible de produire du pétrole dans les pays de la zone MENA avec des coûts de \$20/b.

❶

« Cette stratégie ne stoppera pas la production non OPEP, mais la part de l'OPEP peut augmenter »

Pendant longtemps ces pays ont préféré, pour maximiser leurs revenus, défendre les prix plutôt que les volumes de production. Mais la lutte contre le réchauffement climatique, les projets de « décarbonation » et leurs conséquences sur la consommation pétrolière pousseront à plus de compétition à long terme, ce qui

devrait les conduire à réexaminer leurs priorités et certainement à accorder plus d'importance aux parts de marché.

La « stratégie d'incertitude des prix » ne stoppera pas la production non-OPEP, mais les prix bas et le ralentissement des investissements dans l'amont hors OPEP qui s'en est suivi permettent d'ores et déjà de prévoir des parts plus grandes des pays OPEP dans l'offre mondiale. Leur production reprendrait alors son expansion, pas avec le même rythme qu'avant 1973, mais - sauf empêchement pour des raisons de sécurité - certainement d'une manière plus soutenue que ces 40 dernières années.

¹ Texte complet de cet article sur le site WEB de EDDEN université Grenoble.
² Boussena, S. (1994). Prix du pétrole et stratégies de l'OPEP. *Revue de l'Energie*, n° 458, mai, pp. 246-253.
³ Boussena, S. (1994b). OPEC and The Oil Price In the Next Five Years. *Middle East Economic Studies*, 37 (43), pp. 1-7.
⁴ Boussena, S. "OPEC production doubling in the next 20 years : is it feasible, is it desirable?", OPEC Seminar, Vienna, september 2001.