

N° 635 / Décembre 2017

## Tribunes

**La Revue, témoin de la transformation des systèmes énergétiques**

Jean-Marie Martin-Amouroux

**Énergie et loi de Parkinson**

Jacques Maire

## Articles

**Énergie et croissance**

Julien Deleuze

**Le mythe du paradigme électrique décentralisé.**

**Comment dépasser l'effet de mode ?**

Dominique Finon

**Ressources mondiales d'uranium : quelle disponibilité à long terme ?**

Antoine Monnet, Sophie Gabriel, Jacques Percebois

**Un point sur les pétroles de gisements compacts**

Denis Babusiaux, Pierre-René Bauquis

## Chroniques

**Ma thèse en une page**

Marie Petitot

**Il y a dix ans dans la revue**

Jean Eudes Moncomble

**Regards sur l'Italie**

**Et aussi :** l'agenda de la revue, dans la bibliothèque de la revue, nouvelles du monde...

## Un point sur les pétroles de gisements compacts

Denis Babusiaux, Pierre-René Bauquis

*À l'occasion de la publication de leur ouvrage<sup>1</sup> Le Pétrole, quelles réserves, quelles productions et à quel prix ?, les auteurs reprennent ici quelques passages de ce livre, éléments consacrés aux pétroles de gisements compacts, couramment appelés « pétroles de schistes » ou LTO (Light Tight Oil). Malgré une production représentant seulement de l'ordre de 5 % de la production mondiale, ceux-ci ont occupé une place majeure sur la scène pétrolière au cours des dernières années et devraient continuer à jouer un rôle important à moyen terme comme à long terme.*

### 1. Caractéristiques des pétroles de roche mère ou de formations compacts

#### a) Définitions et aspects techniques

Les pétroles de gisements compacts (LTO, *Light Tight Oil*) sont également appelés « pétroles de schiste », (*Shale Oil*) ou pétroles de roche mère (*Source Rock Oil*). L'appellation LTO « *Light Tight Oil* » (ou pétroles légers de réservoirs compacts) est employée de plus en plus couramment aux États-Unis. Elle vient du fait que ces pétroles sont en général de bonne qualité, légers ou extra-légers. Elle est plus large que celle de « *shale oil* » ou « *source rock oil* ». Les trois notations sont souvent considérées comme synonymes même si nombre de formations compacts ne sont à proprement parler ni des roches mères ni même des « *shales* ». Il s'agit d'hydrocarbures et non de kérogène comme dans les schistes bitumineux. Cette famille comprend les pétroles restés dans les roches mères, ceux qui ont migré sur de courtes distances depuis les roches mères vers des formations

voisines, réservoirs compacts adjacents ou interstratifiés dans les roches mères adjacentes. Elle comprend aussi des pétroles ayant migré à plus longue distance mais qui se sont trouvés répartis de façon diffuse dans des réservoirs à très faible perméabilité.

Dans un premier temps, à partir de 2006-2007, c'est la production de gaz « de schistes » qui a connu un essor considérable aux États-Unis, grâce au forage horizontal et à la fracturation hydraulique multiple. L'exploitation d'une partie de ces gaz, gaz humides ou gaz à condensats, conduit d'ailleurs à la production de liquides. Les techniques ainsi mises au point ont ensuite été largement utilisées pour l'exploitation de pétroles de gisements compacts, essentiellement à partir de 2010. La production de ces hydrocarbures nécessite le forage de nombreux, voire de très nombreux puits. Les forages horizontaux doivent être pilotés avec précision pour éviter les zones aquifères et les zones trop riches en argile, donc non fracturables ou non productibles. La fracturation fait appel à d'importants volumes d'eau additionnée de sable et de produits chimiques. L'impact environnemental de ces forages fait l'objet de contestations et de controverses en raison de la sismicité, des risques de pollution des sols et des nappes phréatiques, d'émissions de méthane lorsque

1. Avec l'aimable autorisation de Dunod. Ouvrage reprenant une communication à l'Académie des technologies du groupe de travail « Pétrole » de la Commission Énergie et changement climatique.

les opérations ne sont pas conduites dans les règles de l'art. L'exploitation implique donc des réglementations spécifiques et des contrôles effectués par une administration rigoureuse et compétente.

Ces hydrocarbures sont classés parmi les non conventionnels, en remarquant que, contrairement à son acception initiale, ce terme ne caractérise plus aujourd'hui des ressources dont la rentabilité n'est pas assurée dans les conditions techniques et économiques actuelles. Dans le cas des formations compactes, contrairement au cas des sables bitumineux et des pétroles extra-lourds, ce n'est pas la qualité des hydrocarbures mais la qualité du réservoir qui demande des techniques spécifiques adaptées à une géologie particulière (réservoirs compacts et réservoirs constitués par les roches mères elles-mêmes).

### b) Les principaux bassins

L'existence de ces « nouveaux » pétroles aux États-Unis (formation des *Bakken shales* dans le bassin de Williston au Montana et Dakota du Nord, mais aussi au Texas et en Californie) est connue depuis les années 1950 et avait fait l'objet de productions marginales. Les principales zones actuellement productrices aux États-Unis, assez différentes les unes des autres, sont celle du Bakken, d'Eagle Ford et du bassin permien au Texas. Une carte des États-Unis présentant ces régions apparaît sur les figures 1 et 2. Le bassin permien du Texas, très prolifique, est caractérisé par une grande complexité et la présence de différents horizons producteurs conventionnels et non conventionnels. Les puits y étaient essentiellement verticaux avant 2010 et y sont essentiellement horizontaux depuis 2015.

En dehors des États-Unis, les zones qui semblent les plus prometteuses se situent en Russie, en Argentine et en Algérie, tandis qu'en Europe elles sont en Angleterre, en Pologne, en Allemagne, en Ukraine et en France. La Russie a le privilège de posséder une roche mère prolifique d'âge jurassique supérieur qui s'étend du nord du Kazakhstan à la Nouvelle-Zemble, le Bazhenov. L'Argentine possède également

une vaste étendue de roche mère présentant de bonnes caractéristiques, dite « *Vaca muerta* », entrée récemment en production. En Chine se trouvent plusieurs bassins « matures » (mais de moindre étendue qu'en Russie ou en Argentine) dont l'inventaire est en cours.

En Europe, il existe une variété de roches mères, d'âges divers, du primaire au tertiaire avec une dominante d'âge liasique. Les forages en Pologne se sont avérés décevants et ont conduit au retrait de la plupart des opérateurs. En France il y a dans le bassin parisien une roche mère (Toarcien, sous-étage du lias) présente sur quelque 100 000 km<sup>2</sup> et qui serait « mature à huile » sur une surface d'environ 10 000 km<sup>2</sup> se situant à l'aplomb des petits gisements de pétrole conventionnels de Seine-et-Marne et des abords de la forêt de Fontainebleau. L'EIA (*Energy Information Administration* du *US Department of Energy*) estime que cette zone pourrait contenir près de 5 milliards de barils de réserves, tandis que Roland Vially (IFPEN) estime celles-ci à environ un milliard de barils en appliquant le taux de récupération constaté sur les *Bakken shales* à un volume de ressources en place de 16 milliards de barils.

### c) Caractéristiques de la production des pétroles de gisements compacts

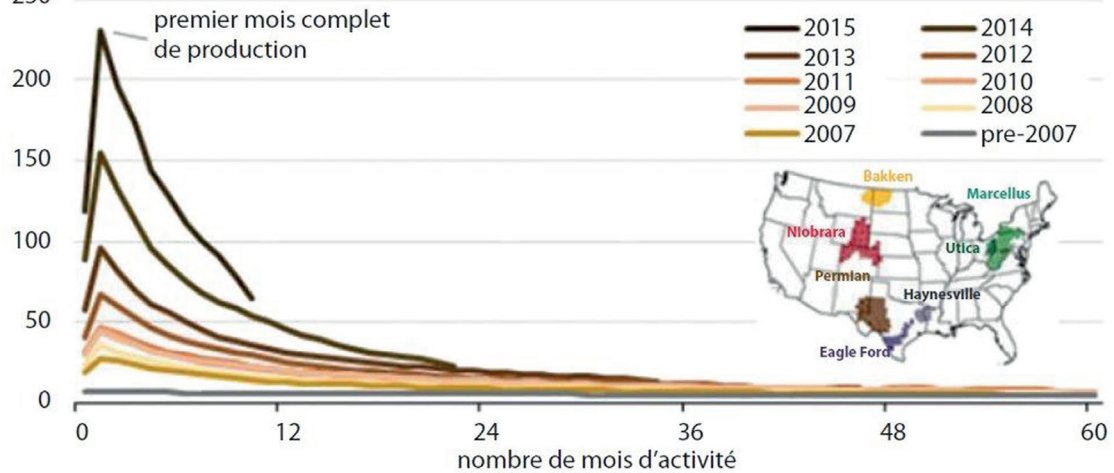
L'exploitation de ces pétroles présente quelques caractéristiques particulières. Le déclin de la production d'un puits est très rapide, la figure 1 en donne un exemple. Elle fait également apparaître l'augmentation au cours du temps de la productivité des puits. Par ailleurs, en 2011-2012 on considérait qu'au cours des deux premières années un puits produisait 65 à 75 % de sa production cumulée ultime. En 2017, ce taux est évalué à environ 50 % seulement, le recul du temps ayant permis de revoir à la hausse le niveau des queues de production (années 3 à 10, 15 ou peut-être même 20 ans).

La productivité des puits et donc les coûts de production sont très variables d'une région à l'autre et même d'une zone à l'autre à l'intérieur d'une formation géologique donnée.

## Bassin permien

barils par jour

250



**Figure 1. Production journalière moyenne d'un puits, bassin permien du Texas**  
(Source : EIA, Drilling Productivity Report)

La récupération cumulée par puits est faible, nettement inférieure à celle observée pour des gisements conventionnels. Ainsi un « bon » puits d'huile « de schiste » permet de récupérer sur sa durée de vie de 300 à 500 milliers de barils, tandis qu'un « bon puits » en mer profonde produira entre 10 et 30 millions de barils. Ceci explique le grand nombre de puits qui doivent être forés pour l'exploitation de ces pétroles de formations compactes.

Dans le cas des États-Unis, les données géologiques étant assez bien connues, la phase d'exploration est réduite ou inexistante. La mise en production est rapide et peut être réalisée en quelques mois. La durée du forage (qui a sensiblement diminué au cours de ces dernières années) varie suivant les zones d'une dizaine de jours à un mois à laquelle il faut ajouter le temps de fracturation de l'ordre d'une semaine. La réactivité des investissements de développement aux conditions économiques est donc beaucoup plus importante que pour les pétroles conventionnels ou les pétroles extra-lourds.

Aux États-Unis, la production s'est développée de façon très rapide grâce à de multiples intervenants, le plus souvent de petite taille.

Les projets correspondant n'impliquent pas la mobilisation de capitaux importants avant le démarrage des productions mais demandent de réinvestir constamment dans de nouveaux forages, unités de traitement et nouveaux réseaux de collecte. Il en résulte des structures de coûts très différentes de celles des grands projets de développement des pétroles d'accès difficile, en particulier en mer.

## 2. Les réserves de pétroles de gisements compacts

### a) Ressources et réserves

Dans l'industrie pétrolière, il est d'usage de distinguer clairement ressources et réserves. Ces dernières années, ces distinctions ont évolué pour tenir compte des caractéristiques des pétroles non-conventionnels et on a vu émerger les termes de « ressources productibles » ou de « ressources économiques » pour qualifier des réserves difficiles à quantifier ou simplement pour parler d'estimations de productions futures cumulées.

Les ressources correspondent à des quantités d'hydrocarbures, récupérables ou non,

contenues dans le sous-sol, tandis que les réserves sont des accumulations identifiées qui sont ou seront récupérables dans les conditions techniques et économiques d'aujourd'hui, dans les gisements en exploitation, en développement ou en cours d'évaluation. Elles sont traditionnellement classées en fonction de leurs probabilités d'existence, en réserves prouvées, probables et possibles. Cette classification est bien adaptée aux pétroles « conventionnels » concentrés dans des pièges ou gisements de dimension assez réduites (le plus grand gisement connu, Ghawar, a une surface de l'ordre de 10 000 km<sup>2</sup>).

Les pétroles de gisements compacts, n'ont pas migré (ou migré sur de courtes distances) et n'ont pas été concentrés. Ils sont répartis sur de vastes surfaces, dont les limites sont souvent floues. Le record de surface semble être détenu par la roche mère du Bazhenov en Russie qui s'étend sur un million de km<sup>2</sup>, deux fois la surface de la France ou 100 fois celle de Ghawar.

Les réserves de ce type présentent une forte élasticité au prix du brut ou aux coûts de production, ce qui fait que leurs estimations sont entachées de fortes incertitudes non seulement liées à la géologie, aux contraintes liées à la préservation de l'environnement et à l'évolution des techniques de production, mais aussi au prix. Dans les zones où cette élasticité des réserves par rapport au prix est particulièrement élevée, c'est la notion même de réserve qui perd son sens traditionnel. Les classifications traditionnelles deviennent insuffisantes. Il est alors souvent fait appel à la notion de réserves contingentes, lesquelles correspondent à des volumes récupérables qui ne font pas encore l'objet d'un plan de développement.

#### **b) Les estimations de ressources récupérables**

En 2012, l'AIE estimait les ressources récupérables américaines de LTO à 35 Gb, soit un montant supérieur à celui des réserves américaines de brut conventionnel. Cette estimation a été réévaluée plusieurs fois, celle de 2017 est

de 105 Gb (97 Gb de brut et 8 de condensats) comme celle de l'EIA.

Les incertitudes qui portent sur le potentiel de ces pétroles sont élevées. Ainsi l'AIE cite une fourchette de valeurs possibles de 50 à 190 Gb. Un exemple frappant est donné par le cas de la Californie. Il existe dans cet État une roche mère principale, celle de Monterrey (d'âge miocène) s'étendant largement dans le sud de la zone côtière de la Californie. Bien connue des géologues, cette formation avait donné lieu à de petites productions dans le passé. Début 2013, l'EIA estimait les volumes récupérables à environ 14 milliards de barils. En avril 2014, ce même organisme publiait une estimation de 0,6 Gb, soit une réduction de 95 %.

En dehors des États-Unis, les incertitudes sont encore plus importantes. Au niveau mondial, l'AIE estimait les ressources récupérables à 250 milliards de barils en 2012, à 350 en 2013, 2014 et 2015, à 420 en 2016, à 436 en 2017.

#### **c) Les études de Rystad Energy [Rystad 2016, Rystad 2017<sup>2</sup>]**

Elles portent sur les réserves conventionnelles et non conventionnelles, pays par pays. La première publication, de 2016, a été reprise par de nombreux médias, qui ont présenté un résumé des résultats obtenus sous des titres<sup>3</sup> tels que « Les États-Unis possèdent plus de pétrole que l'Arabie et la Russie ». Cette première étude a fait l'objet d'une mise à jour par Rystad Energy en juin 2017.

Pour ses estimations, Rystad utilise les standards de la SPE (*Society of Petroleum Engineers*), ce qui conduit à des valeurs comparables entre différents pays, et en particulier entre pays OPEP et non OPEP. Elles sont parfois très différentes de celles correspondant aux sources traditionnelles, en particulier pour l'Arabie, le Venezuela et la plupart des pays de l'OPEP. Elles mettent en lumière le fait, bien

2. Rystad Energy, « Rystad energy annual review of global recoverable oil resources », 20 juin 2017. [www.rystad.com](http://www.rystad.com)

3. *Challenges*, 05/07/2016.



connu, que les données fournies par les pays producteurs sont déterminées en grande partie par des considérations politiques.

Pour les pétroles de formations compactes, l'étude conduit à des estimations plus optimistes que celles des organismes officiels. Elle fait apparaître un fort potentiel de découvertes à venir aux États-Unis, le montant des ressources récupérables de ces pétroles représenterait 50 % du total (de 263 Gb) des réserves proprement dites et contingentes, connues et restant à découvrir. Le Texas à lui seul représente environ 80 milliards de barils, dont une cinquantaine pour le bassin permien (potentiel réévalué par rapport à l'édition 2016). Au niveau mondial, les pétroles non conventionnels représenteraient 30 % des réserves (les pétroles en mer 33 %).

#### **d) L'analyse de Marc Blaizot [Blaizot, 2017<sup>4</sup>]**

Marc Blaizot, ancien directeur Exploration de Total, a réalisé une étude portant sur les pétroles de formations compactes. Il utilise une méthodologie dite PSY (*Petroleum System Yield*) qui dérive de l'analyse géochimique et géodynamique des systèmes pétroliers. Cette méthode ne peut fournir que des ordres de grandeur et ne permet pas d'évaluer la sensibilité des résultats au prix du brut, ici 100 \$/b. Les résultats obtenus par Marc Blaizot font plus que conforter ceux des études de Rystad Energy. En effet, il estime à 75 000 milliards de barils, au niveau mondial, les volumes d'huile en place dans ces formations. Avec un taux de récupération de 10 %, le volume récupérable s'élèverait à 7 500 Gb. En supposant qu'un cinquième de ces quantités pourrait être exploité avec un prix du brut d'une centaine de dollars par baril et compte tenu d'une acceptabilité limitée, les réserves se monteraient à 1 500 Gb, un montant du même ordre de grandeur que celui des réserves conventionnelles dites

prouvées publiées par le BP Statistical Review ou l'AIE (1 700 Gb).

### **3. Les productions de pétroles de gisements compacts**

#### **a) Des réserves aux productions**

Comme indiqué ci-dessus, l'exploitation des hydrocarbures de gisements compacts demande le forage d'un grand nombre de puits et le maintien d'un niveau de production impose la poursuite de l'activité de forage. Comme pour les autres non conventionnels que sont les huiles extra-lourdes, ceci peut être imagé en disant que les productions futures sont moins conditionnées par le volume des réserves (la taille de la baignoire), que par les capacités de production à développer (la taille et le nombre des robinets à poser pour vider la baignoire). Une autre image souvent utilisée pour justifier une vision optimiste des futures productions mondiales consiste à assimiler l'ensemble des réservoirs pétroliers à une « éponge » que l'on pourrait presser plus ou moins par le recours à de nouvelles technologies et par le jeu de l'élasticité des réserves par rapport au prix.

#### **b) Les productions passées**

Aux États-Unis, les prix élevés du pétrole jusqu'en 2014 ont conduit à un développement particulièrement rapide de ces productions depuis 2008, conduisant au rebond spectaculaire de la production pétrolière américaine. Elles ont augmenté de 1 Mb/j environ chaque année de 2011 à 2013 et de 1,4 Mb/j en 2014 ce qui correspond en gros aux augmentations de la production pétrolière mondiale durant cette période 2011-2014.

L'évolution de la production américaine de gisements compacts par zones est fournie par la figure 2 provenant de l'EIA. On observe tout d'abord une poursuite de la croissance jusqu'à la fin du printemps 2015 malgré la baisse des prix à partir du deuxième semestre 2014. La croissance de la production du bassin permien du Texas, qui comprend

4. Blaizot M., *Shale-oil production resilience and associated shale-oil reserves: a global approach based on the petroleum system*, EAGE (European Association of geoscientists and engineers), Paris, 13 juin 2017.

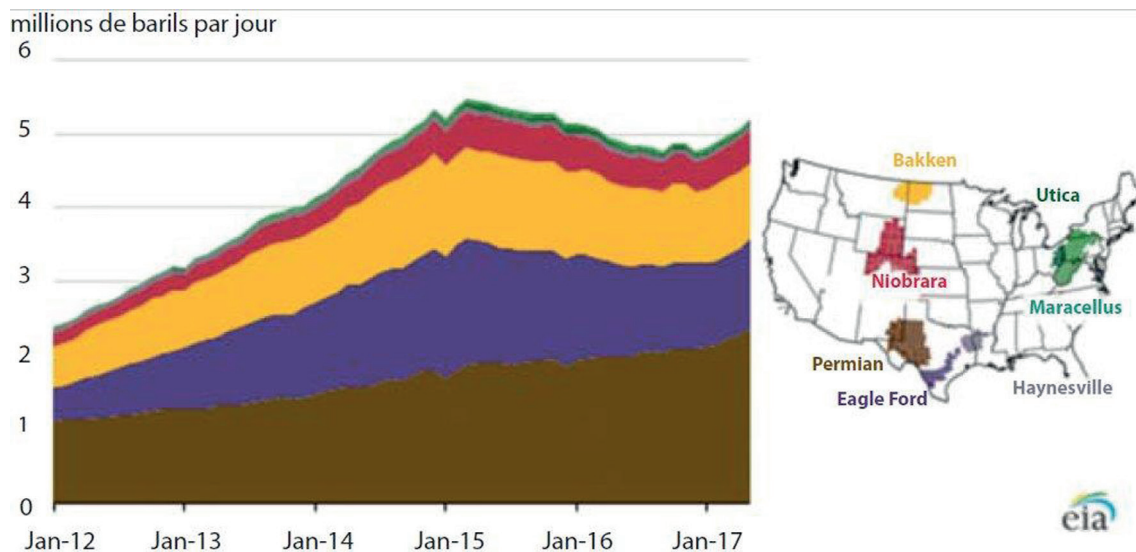


Figure 2. Production des régions de gisements compacts aux États-Unis

**Remarque.** La production indiquée sur cette figure correspond à celle des régions d'exploitation de gisements compacts, légèrement différente de la production des formations compactes proprement dites.

des réservoirs conventionnels et dont les seuils de rentabilité sont sensiblement moins élevés que ceux des autres formations, n'a pratiquement pas été affectée par la baisse des prix. La bonne résilience de l'ensemble a surpris nombre d'observateurs, nous y reviendrons. Après la baisse liée aux prix bas, la remontée des cours a entraîné un rebond de la production à la fin 2016, favorisé aussi par une poursuite de la réduction des coûts. Nous y reviendrons également.

### c) Les perspectives de production de LTO

#### *De fortes incertitudes*

Pour les années à venir, comme nous l'avons souligné à propos des réserves, la contribution des pétroles de formations compactes à l'offre pétrolière est entachée de très fortes incertitudes. Ces incertitudes sont d'ordre technique et économique. En effet, bien que les ressources en place dans les roches mères et réservoirs compacts soient probablement très supérieures à celles des gisements conventionnels, les taux de récupération sont aujourd'hui faibles. Les principales questions qui se posent sont

relatives à l'évolution des techniques et à leur capacité à permettre de façon économique une augmentation des taux de récupération, une exploitation en dehors des zones les plus favorables (*sweet spots*) et un développement en dehors des États-Unis.

Les incertitudes sur l'amplitude des développements futurs sont illustrées d'une part par les évolutions des prévisions publiées et d'autre part par les écarts entre ces différentes prévisions. Ces incertitudes portent non seulement sur le volume des ressources et les techniques mais aussi sur le niveau des prix et les interactions entre formation des prix et production des gisements compacts. La question sera abordée au cours de la dernière section.

#### *Les perspectives aux États-Unis*

Pour les États-Unis, l'AIE envisageait dans les publications de son *World Energy Outlook* de 2013 et 2014 un maximum de production qui se situerait vers 2025 à 4,5 Mb/j avec un plateau jusqu'en 2030 suivi d'un lent déclin. Ce maximum, dépassé en 2015, a été relevé à 5,8 Mb/j en 2015, à 6,1 en 2016 et à 9

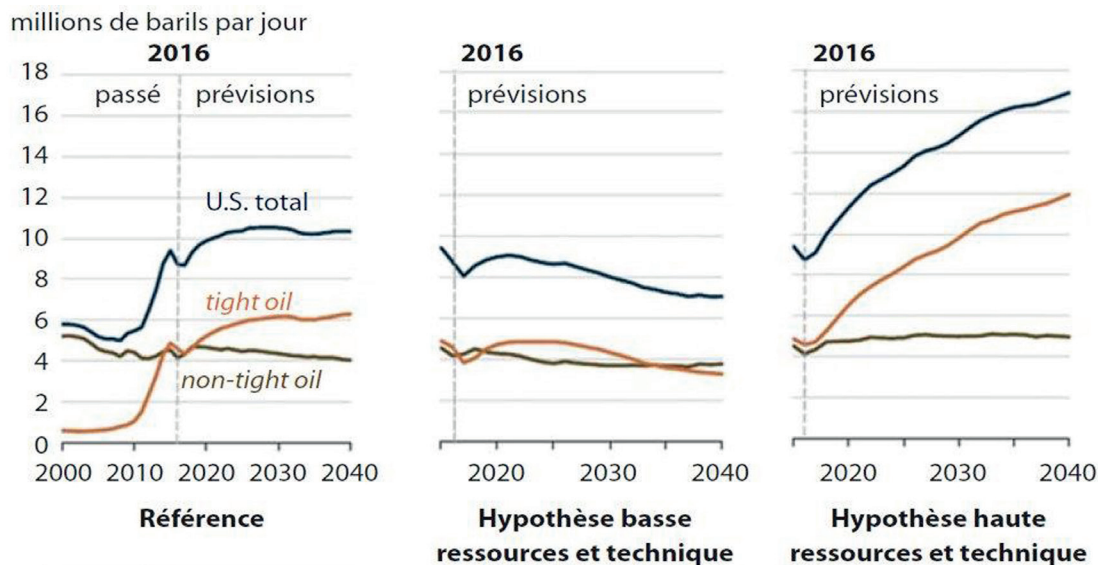


Figure 3. Perspectives EIA de production de pétrole de formations compactes et production pétrolière totale aux États-Unis

(condensats compris) en 2017. Dans cette dernière édition, en incluant les LGN (liquides de gaz naturel), le total brut, condensats et LGN atteindrait 13 Mb/j entre 2025 et 2030.

L'EIA et BP, jusqu'en 2016, avaient été plus optimistes. En 2013, l'EIA envisageait un « pic » de production à l'horizon 2020 d'un montant minimum de 2 Mb/j et maximum de 5 Mb/j. En mai 2014 elle publiait deux scénarios fortement contrastés avec une production pouvant atteindre 8,5 Mb/j entre 2030 et 2040. En avril 2015, le scénario *High Resource* a fait apparaître des productions encore réévaluées à la hausse, plafonnant dans les années 2030 à une douzaine de millions de barils par jour. Le scénario de référence était lui-même nettement plus optimiste qu'un an auparavant malgré la chute des prix du brut sur laquelle nous reviendrons.

Les trois principaux scénarios publiés par l'EIA (2017) sont illustrés par la figure 3. Dans le scénario de base la production de gisements compacts plafonnerait à 6 Mb/j environ à partir de 2025. Dans le scénario haut, elle dépasserait la douzaine de Mb/j et permettrait aux États-Unis non seulement de ne plus faire appel à des importations de brut mais d'exporter des volumes significatifs, ceci dès le début des années 2020. Dans le scénario le

plus pessimiste la production passerait par un maximum de 5 Mb/j dans les années 2020 et tomberait à 3 Mb/j en 2040.

La production des gisements compacts est sensible aux prix, comme l'a montré l'évolution des années 2015 à 2017. L'EIA a donc construit deux scénarios complémentaires (qui n'apparaissent pas sur la figure précédente), correspondant à des hypothèses hautes et basses de prix du brut. Avec les hypothèses de ressources du scénario de référence, des prix élevés conduiraient à une exploitation plus rapide, avec un maximum de production au début des années 2020 suivi d'un déclin. Dans l'hypothèse de prix bas, la production serait en légère diminution dès 2018 ou 2019. Nous reviendrons sur la sensibilité au prix au cours de la section suivante.

Pour BP [BP, 2016<sup>5</sup>], dans le scénario de base, la production de pétroles de gisements compacts des États-Unis atteindrait 8 Mb/j en 2035, la croissance de la production ralentissant sur la dernière décennie de la période d'étude. La production mondiale serait en 2035

5. « BP Energy Outlook 2035 », février 2016 a. [bp.com/energyoutlook](http://bp.com/energyoutlook)



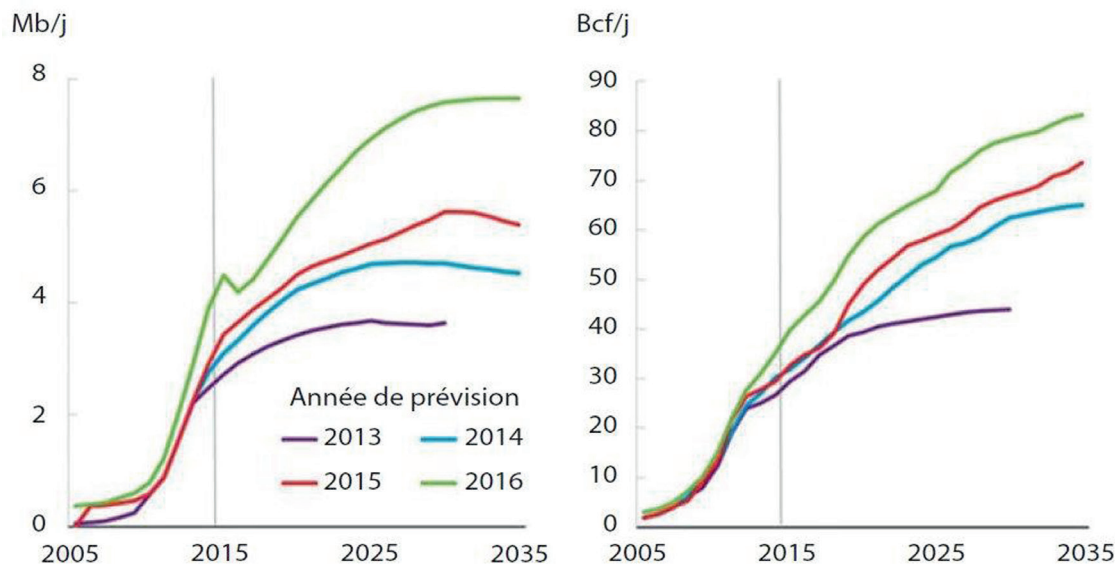


Figure 4. Perspectives BP de production d'hydrocarbures de formations compactes aux États-Unis, pétrole à gauche, gaz à droite

d'une dizaine de millions de barils par jour. Ces perspectives, qui n'ont pas été modifiées dans l'édition 2017, avaient été revues à la hausse dans chacune des éditions 2013 à 2016 du *BP Outlook*. La figure 4 en fournit une illustration. Dans un scénario alternatif, les ressources des États-Unis seraient majorées de 50 %. Pour les gaz de schistes, la croissance des productions serait de 4 % par an dans le cas de base sans ralentissement significatif de cette croissance en fin de période compte tenu de ressources sensiblement plus importantes.

Remarquons que les estimations de l'EIA et de BP sont considérées comme très optimistes par la plupart des membres de l'ASPO (*Association for the Study of Peak Oil and Gas*) et différents spécialistes, dont J. David Hughes. Par contre, Rystad Energy, cité plus haut, estime que la production américaine pourrait atteindre 25 Mb/j vers 2030.

*Les perspectives de production mondiale des gisements compacts*

S'il est difficile d'estimer le potentiel des pétroles de roche mère aux États-Unis où la géologie est bien connue et où des dizaines de milliers de puits ont déjà été forés, il va sans

dire que les incertitudes sont encore plus fortes pour le reste du monde. L'expérience américaine ne peut pas être transposée facilement. Les États-Unis bénéficient d'une législation très favorable, le propriétaire du sol est propriétaire du sous-sol, le secteur parapétrolier y est particulièrement développé... Il est donc pratiquement impossible que l'on observe une montée en puissance aussi rapide dans d'autres pays.

Par ailleurs, aux États-Unis, et plus encore en Europe, les oppositions liées aux considérations environnementales constituent des freins souvent puissants, en raison des risques relatifs à la sismicité, à la pollution des nappes phréatiques, aux émissions de méthane.

Pour BP (2016a), la production mondiale s'élèverait à une dizaine de millions de barils par jour en 2035 dans le cas de base. Contrairement à l'AIE, BP n'envisage pas une décroissance des productions d'ici 2035, même dans le scénario de base.

Dans le scénario alternatif de BP (*Stronger Shale*), la production mondiale augmenterait plus fortement encore et atteindrait une vingtaine de millions de barils par jour en 2035, le double de celle du scénario de base. Elle

porterait à 18 % la part des pétroles de formations compactes dans la production mondiale (figure 5). Pour ce qui concerne le gaz (source de LGN), la part du gaz de formations compactes représenterait dans ce scénario haut plus d'un tiers de la production mondiale de gaz.

La comparaison de ces différentes hypothèses illustre à nouveau les incertitudes sur ces productions futures.

#### 4. Les coûts de revient et le progrès technique

Les coûts des hydrocarbures de formations compactes sont en diminution sensible grâce aux progrès techniques, à la standardisation des matériels, à l'apprentissage et, depuis 2015, à la baisse des tarifs des sociétés de services parapétroliers. La longueur des drains horizontaux a en gros été multipliée par trois entre 2010 et 2017, elle est actuellement couramment de 3 000 m. La baisse des coûts et l'augmentation de la production par puits sont également pour partie dues à l'augmentation du nombre de fracturations par puits (multiplication par un facteur de 2 à 3 suivant les zones depuis 2008) et à l'augmentation de la puissance des pompes.

L'EIA estimait en janvier 2017 qu'un puits foré fin 2016 conduisait à une production multipliée par un facteur de 2,5 à 3 par rapport à celle d'un puits foré fin 2013.

Les coûts varient d'une région à l'autre comme le montre la figure 6 publiée par Rystad Energy. Ils peuvent varier aussi fortement à l'intérieur d'un même bassin, de 25 \$/b à 80 \$/b par exemple sur la formation du Bakken du bassin de Williston.

En moyenne selon Per Magnus Nysveen (2017) de Rystad Energy, sur l'ensemble des gisements compacts, le seuil de rentabilité en tête de puits est passé de 79 \$/b en 2012 à 76 en 2013, 70 en 2014, 56 en 2015 et 39 en 2016.

Concernant les seuils de rentabilité, il convient de remarquer qu'il y a une différence sensible entre seuil en tête de puits (représentatif d'un coût de revient) et seuil de prix du WTI. C'est en général (sauf mention contraire) ce dernier qui fait l'objet de publications. La différence entre les deux varie d'une dizaine de dollars par baril (pour Eagle Ford par exemple) à 13 voire 15 dollars (Niobrara). Elle s'explique principalement par les frais de transport vers les raffineries, un différentiel de

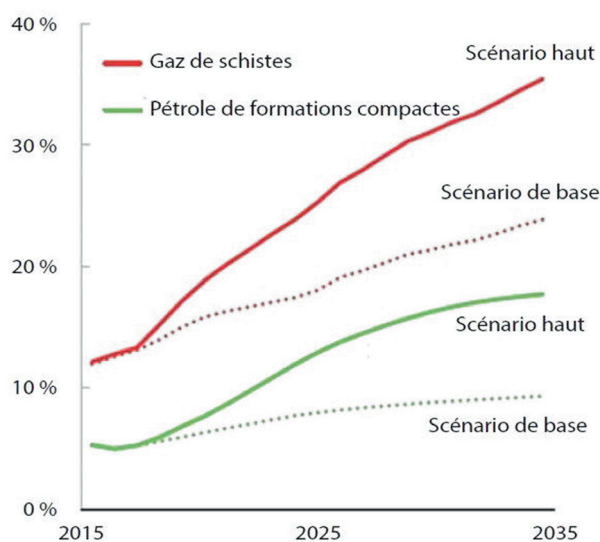
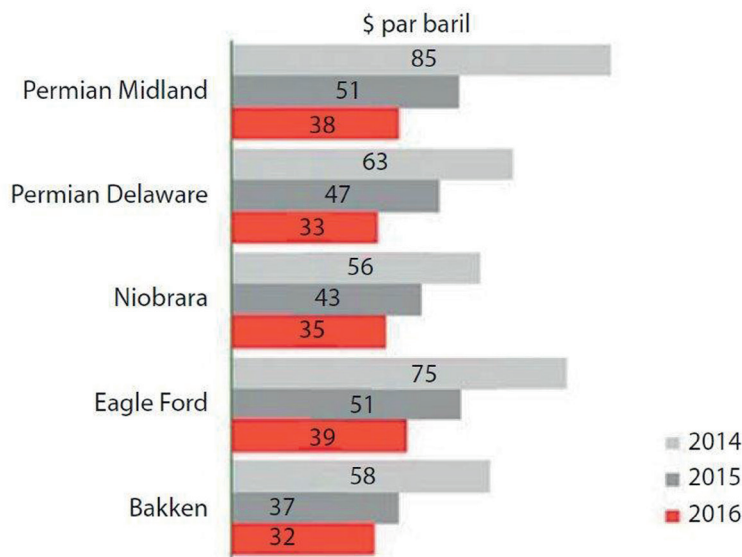


Figure 5. Part des hydrocarbures de formations compactes dans la production mondiale (Source : BP)



**Figure 6. Seuils moyen de rentabilité par zones de production de gisements compacts**  
(Source : Rystad Energy)

valorisation en raffinerie pouvant aussi être comptabilisé dans la mesure où les pétroles de formations compactes sont nettement plus légers que l'approvisionnement moyen des raffineries.

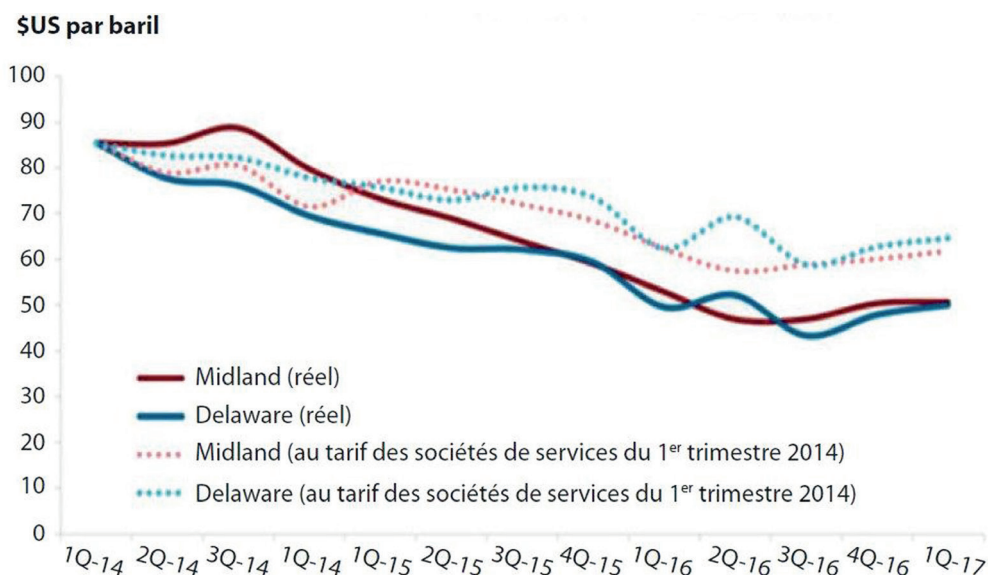
Pour le futur, certains spécialistes fondent des espoirs sur la reprise de fracturation (*re-fracking*). Celle-ci consiste à effectuer une nouvelle fracturation d'un puits en exploitation depuis plusieurs années. Certaines expériences ont permis de faire remonter le niveau de production à un niveau proche, voire supérieur au niveau initial, en particulier grâce à des techniques plus récentes (augmentation du nombre de points de fracturation et de la pression de l'eau injectée). Le taux de récupération est ainsi sensiblement amélioré. Quant au coût, il est naturellement inférieur à celui d'un nouveau forage.

Dans la diminution des coûts, et en particulier celle observée entre 2014 et 2016, il est difficile de faire la part de chacun des facteurs : progrès technique, recentrage de l'activité sur les zones les plus favorables et baisse des prix des services, l'industrie parapétrolière ayant été conduite à comprimer fortement ses marges dans un contexte de réduction de ses activités

à la suite de la baisse des prix du brut de 2014. Rystad Energy a estimé la part de la baisse de tarif des services parapétroliers dans le cas du bassin permien du Texas. Sur la figure 7, les courbes en traits pleins donnent les seuils de rentabilité observés (prix du WTI), les courbes en pointillés les seuils de rentabilité calculés au prix des services du premier trimestre 2014.

Ces courbes montrent également un arrêt dans la baisse des coûts à partir du deuxième semestre 2016. Une légère hausse a même été observée en moyenne après cette date sur les différents bassins.

Ici aussi, la part des différents facteurs explicatifs de cette légère remontée des coûts est difficile à définir. On peut citer le fait que la reprise d'activité s'est traduite par un recours à des appareils de forage moins performants. De nombreux équipements de forage et de fracturation avaient été retirés du service à la suite de la baisse d'activité elle-même consécutive à la baisse des prix du brut de 2014. Une partie de ceux-ci avaient été cannibalisés pour obtenir à moindre coût des pièces de rechange. Rystad estime que la durée moyenne d'un forage, qui était auparavant en baisse, a augmenté de 17 % entre le printemps 2016 et le printemps 2017.



**Figure 7. Seuils de rentabilité, bassin permien du Texas**

Ainsi, malgré une poursuite des progrès techniques, une remontée des coûts à l'avenir ne peut être exclue, pour différentes raisons. En dehors d'une possible pénurie d'équipements qui pourrait être palliée à moyen terme, plusieurs facteurs peuvent être mentionnés.

- La nécessité d'exploiter des zones moins favorables, en dehors des *sweet spots* les plus rentables. Il s'agit ici d'un facteur structurel.
- Une remontée des tarifs des services parapétroliers, déjà sensible au premier semestre 2017, liée à une hausse des prix du brut.
- Des difficultés pour recruter un personnel compétent après le licenciement d'une centaine de milliers de personnes lors de la baisse des prix du brut.
- Dans le cas du bassin permien du Texas, une pression sur les prix du foncier due à l'attractivité de cette zone.
- Toujours dans le cas du permien, un plafonnement de l'amélioration de la productivité des puits par unité de longueur de drain fracturé a été observé depuis plus d'un an par A. Rostand [Rostand, 2017<sup>6</sup>] à partir d'un grand nombre de données.

6. Communication à la conférence « Oil and Money », Londres, octobre 2017.

- Des difficultés d'alimentation en sable de fracturation qui doit provenir de sources plus éloignées avec l'épuisement des plus proches.
- Une possible remontée des taux d'intérêt alors que le financement par de la dette est beaucoup plus important pour le développement des gisements compacts que pour les développements conventionnels.

## 5. La sensibilité aux prix

### a) Les coûts marginaux de production des gisements compacts<sup>7</sup>

Comme nous l'avons indiqué, le déclin de la production d'un puits d'hydrocarbures de roche mère est très rapide en phase initiale, la production de la deuxième année d'exploitation est de l'ordre de la moitié de la production de la première année. L'essentiel de la production d'un puits est obtenu au cours des deux premières années d'exploitation. Le forage d'un tel puits n'est donc pas réellement un investissement de long terme. La dépense correspondante offre ainsi plus de similitudes avec une dépense

7. Ce point, comme en partie la conclusion de cet article, a déjà été mentionné par Babusiaux, D., Appert, O. « Les prix du pétrole, une ère nouvelle ? », *La Revue de l'Énergie* n° 627, septembre-octobre 2015.

d'exploitation qu'avec un investissement de développement d'un gisement traditionnel. Pour une production d'hydrocarbures de formations compactes, le coût total ramené au baril produit est plus représentatif d'un coût marginal à court terme que d'un coût marginal à long terme. Coût marginal de long terme et coût marginal de court terme pourraient ainsi être considérés comme pratiquement égaux, si toutefois la notion de coût marginal à long terme a encore un sens (dans la mesure où la production à long terme d'un puits supplémentaire est faible).

### **b) La réactivité de l'activité de forage et de fracturation des gisements compacts**

L'exploitation se fait en flux tendus ce qui se traduit par une forte sensibilité du niveau de production au nombre de puits forés, fracturés et connectés. Un prix inférieur au coût moyen de production d'une formation compacte peut conduire à l'arrêt des forages et donc à une baisse (différée) de la production.

La réaction de l'activité de forage à la baisse des prix du brut est quelque peu amortie par les inerties dues aux engagements de travaux et contrats de forage déjà signés. La réactivité du forage est cependant élevée. Ainsi, entre octobre 2014 et mars 2015, le nombre de demandes de permis de forage dédié au Texas a diminué de 40 %. Le nombre d'appareils de forage en service à terre aux États-Unis pour un objectif pétrolier (huile) a fortement diminué, passant de 1 600 en octobre 2014 à moins de 650 au printemps 2015 et moins de 330 en mai 2016 (figure 8). La baisse des prix a entraîné nombre de producteurs à se mettre sous la protection du chapitre 11 de la loi sur les faillites. Ce nombre était estimé à environ 200 fin 2016, une vingtaine d'entre eux étant cotés en Bourse. En général la production de ces entreprises continue, le débiteur ayant intérêt à récupérer les rentrées de fonds correspondant à la poursuite de l'exploitation.

Avec un retour des prix du brut vers les 50 \$/b, on a assisté à partir de fin mai 2016 à un certain rebond. Hess et Devon Energy ont émis des titres pour acheter de nouveaux droits

miniers principalement dans le bassin permien du Texas. Le nombre d'appareils de forage en activité a augmenté, dépassant à nouveau le nombre de 400 en août 2016. Cette augmentation a été tirée en particulier par la perspective d'un accord sur un gel de la production entre les membres de l'OPEP et la Russie, accord considéré comme limitant les risques de rechute et de maintien des prix du brut en dessous de la cinquantaine de dollars par baril. L'accord d'Alger en septembre 2016, puis celui de Vienne le 30 novembre entre membres de l'OPEP et celui du 10 décembre avec des producteurs non OPEP dont la Russie, avec la hausse des prix résultante, ont amplifié le mouvement. Cette augmentation de l'activité s'est poursuivie avec l'annonce le 25 mai 2017 de la prolongation de l'accord des pays de l'OPEP et de ses partenaires. Le nombre d'appareils de forage en activité a atteint 740 en juin 2017 et a dépassé 750 en août (figure 8) avant une certaine stabilisation et un léger déclin à l'automne 2017.

La reprise a été plus dynamique que prévu par nombre d'analystes. L'EIA, dans son *Short Term Energy Outlook* a ainsi revu régulièrement à la hausse ses prévisions de production pour 2017. Des craintes avaient été en effet exprimées sur les risques de pénurie de personnel compétent et la difficulté de remise en service des équipements de forage et de fracturation, que nous avons cités en fin de la section précédente. La réactivité de l'industrie a permis de repousser ces craintes. Elles sont par contre revenues à l'ordre du jour à l'automne 2017 après la légère baisse observée du nombre d'appareils de forage en activité.

Par ailleurs, on pouvait s'attendre à ce que la communauté financière fasse preuve d'une plus grande prudence avant d'apporter de nouveaux financements. En effet, de lourdes pertes avaient été essuyées. Cependant, fin 2016 et au premier semestre 2017, avec des prix avoisinant la cinquantaine de dollars par baril, la plupart des indépendants dont 8 sur les 10 plus importants ont restauré leurs bilans. Pour cela, ils ont dû vendre une partie de leurs actifs et négocier avec les banques. Celles-ci ont perdu une cinquantaine de milliards de



dollars, environ la moitié des prêts accordés aux sociétés « *non investment grade* ». Il faut dire qu'elles leur avaient prêté à des taux élevés, de 7 à 9 %, alors qu'elles-mêmes bénéficiaient des taux très bas liés à la politique accommodante de la FED (Réserve fédérale des États-Unis). Pour donner un ordre de grandeur, la centaine de G\$ de ces prêts risqués a représenté en 2015 environ 40 % de l'ensemble des prêts consentis aux sociétés opératrices de gisements compacts (hors « *majors* ») dont l'endettement était estimé en 2015 à 235 G\$. Ce montant est à comparer à des augmentations de capital par émissions d'action dont la valeur cumulée entre 2010 et 2015 s'élevait à 550 milliards de dollars environ. À partir de la mi-2016, les banques ont à nouveau accordé des crédits, le plus souvent garantis sur les réserves des emprunteurs. Pour un tiers de leurs nouveaux investissements, les opérateurs ont fait appel à des opérations de couverture sur les marchés financiers.

Enfin on a assisté à un retour des « *majors* ». Ils avaient lourdement investi en 2013 et avaient ensuite comptabilisé d'importantes provisions pour dépréciation d'actifs consécutive à la baisse des prix. À partir de la fin 2016, ils ont décidé de nouveaux investissements. ExxonMobil, Shell et Chevron se sont engagés pour plusieurs milliards de dollars, principalement sur le bassin permien du Texas. En particulier ExxonMobil a racheté en janvier 2017 des actifs au Texas pour 6,6 milliards de dollars et annoncé en mars que la société affecterait la moitié de ses dépenses d'investissement des prochaines années à des projets à cycles courts. Chevron, bien implanté au Texas, a annoncé un objectif d'y multiplier sa production par cinq en trois ans pour la porter à 500 000 b/j. Total, après la reprise d'actifs de Chesapeake aux États-Unis, a pris une décision de développement et a augmenté sa participation dans le permis d'Aguada Pichana Este sur le bassin de la Vaca Muerta en Argentine (principalement pour la production de gaz à condensats).

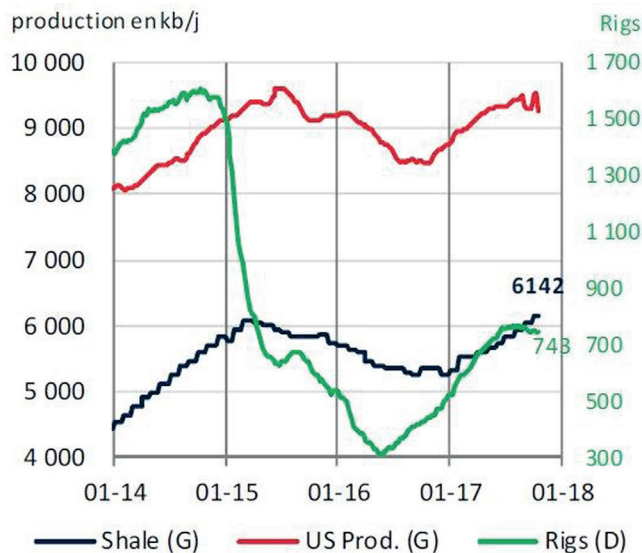
Si la sensibilité aux prix est élevée, on peut noter qu'elle peut être différente d'un bassin à l'autre. Nous avons cité le fait que la croissance

de la production du bassin permien du Texas avait été peu affectée par la baisse des prix de 2014. ExxonMobil, dans une présentation de ses résultats aux analystes financiers en octobre 2016, indiquait que l'essentiel des volumes de ressources exploitables de ce bassin permien ne serait pas modifié par une évolution de 40 à 60 \$/b des prix du brut. Par contre, le volume des ressources exploitables du Bakken serait beaucoup plus sensible au prix. Il serait équivalent à la moitié de celle du permien pour un prix de 40 \$/b, et représenterait 1,5 fois celui du permien pour un prix de 60 \$/b.

### **c) La réactivité de la production des gisements compacts**

Il y a une certaine inertie, un décalage dans le temps entre la baisse de l'activité de forage et celle de la production. La courbe représentative de l'évolution des productions a été présentée plus haut. En complément à celle-ci, la figure 8 donne la production totale des régions de gisements compacts de la production totale américaine (hors Liquides de Gaz Naturel) ainsi que le nombre d'appareils de forage en service. Malgré la chute des prix du deuxième semestre 2014 et la baisse de l'activité de forage, la production a continué à croître jusqu'au printemps 2015. Elle a ensuite diminué mais de façon modérée. Sa bonne résilience a surpris la plupart des observateurs qui s'attendaient à une décroissance plus rapide et plus importante.

Cette bonne résistance est due aux progrès techniques déjà cités (diminution des temps de forage, augmentation des débits par puits), à une standardisation des matériels et à un recentrage des activités sur les zones les plus favorables (rappelons la grande hétérogénéité des gisements compacts) tandis que l'aptitude à détecter ces « *sweet spots* » s'est améliorée. À la diminution des coûts correspondante s'est ajoutée la baisse du prix des services parapétroliers. Par ailleurs, les opérateurs ont terminé la complétion d'un certain nombre de puits qui avaient été forés mais non mis en production (DUCs, *Drilled UnCompleted wells*). Pour l'AIE (2016), leur stock aurait atteint 6 000 puits avant la chute des prix, et sur les 9 000 puits



**Figure 8. Production totale, production de gisements compacts et nombre d'appareils de forage en activité aux États-Unis (Source : tableau de bord IFPEN, 23-10-17)**

d'exploitation de gisements compacts ayant fait l'objet d'une complétion en 2015, une dizaine de pourcent aurait concerné des puits DUCs en attente.

Enfin, ce n'est pas parce que le déclin du débit d'un puits est très rapide les deux premières années que le déclin du débit d'une zone l'est aussi. Philippe Charlez et Pierre Delfiner [Charlez, Delfiner, 2015<sup>8</sup>] ont montré à l'aide d'un modèle qu'un portefeuille d'un assez grand nombre de puits de tous âges présente un déclin beaucoup moins rapide qu'un seul puits venant d'être foré. Ce n'est qu'après plusieurs années d'arrêt des forages que le débit du portefeuille sera divisé par deux. En effet, le taux de déclin d'un puits après quelques années de production est nettement moins élevé que celui de la première année et la « queue » de production n'est pas négligeable, ce qui explique le taux de déclin moins élevé d'une agrégation de puits.

La production a diminué d'un montant estimé de 0,8 à 1 Mb/j entre le maximum atteint

en mars 2015 et la fin 2016, date à laquelle la production est repartie à la hausse.

Pour ce qui concerne la réaction à une hausse des prix, elle est en grande partie liée à la reprise du forage évoquée ci-dessus, les opérations de forage et de fracturation ne demandent que quelques semaines. Les délais sont encore réduits pour mettre en service les puits forés et non encore fracturés (DUCs) cités ci-dessus. Les 4 000 puits dénombrés par Rystad Energy en juillet 2016 représentent des productions cumulées futures, donc des réserves, de 2 milliards de barils, qui peuvent être produites assez rapidement et à moindre coût lorsque les prix permettent une rentabilité satisfaisante.

La figure 8 fait apparaître le décalage entre forage et production. Entre le début des opérations et le démarrage de la production, il s'écoule en moyenne six mois. Il tient compte du temps nécessaire au raccordement aux réseaux de gaz qui peut être nécessaire pour respecter les règles limitant le brûlage du gaz à la torche et a fortiori le rejet de méthane dans l'atmosphère.

8. Charlez Ph., Delfiner P., « Résilience de la production non conventionnelle américaine face à la chute des cours du gaz et du pétrole », Journées annuelles des hydrocarbures, Paris, octobre 2015.

Remarquons que le dynamisme de la remontée de production observée à partir de la fin 2016 pourrait confirmer au moins en partie l'analyse de Per Magnus Nysveen, de Rystad Energy. À l'automne 2016, avant l'accord de l'OPEP, il avait de façon très schématique estimé que toute réduction de production d'un baril par l'OPEP pourrait conduire à la production de deux barils supplémentaires de pétrole « de schistes ».

Ainsi, malgré quelques inerties, à la baisse ou à la hausse, la sensibilité au prix de la production des gisements compacts demeure très supérieure à celle des autres types de gisements, conventionnels ou non. La hausse des cours devrait alors être limitée par le coût marginal de production des gisements compacts. Il est difficile de quantifier cette limite. Nous avons mentionné la diversité des seuils de rentabilité d'une zone à une autre, la baisse des coûts obtenue grâce au progrès technique et à l'apprentissage, mais aussi en raison de la variation des tarifs des sociétés de services. Ces derniers peuvent naturellement repartir à la hausse avec une demande accrue de services et nous avons cité la légère hausse de coût observée en 2017.

Il n'en reste pas moins que l'exploitation des gisements de ce type peut participer à la régulation des prix. Dans le passé, la régulation des cours a été fortement influencée par des comportements de cartel, semi-cartel des sept sœurs jusqu'à la fin des années 1960, cartel de l'OPEP ensuite. L'OPEP (en fait essentiellement l'Arabie saoudite) a joué pendant des décennies le rôle de producteur d'appoint. Elle peut continuer, en liaison avec d'autres pays producteurs, à avoir une influence significative sur les prix. C'est ce qui s'est passé avec les annonces d'accord, puis les décisions effectives de réduction de la production de novembre et décembre 2016, accords prolongés en mai 2017. Aux signataires de l'accord de décembre 2016 pourraient d'ailleurs se joindre à l'avenir d'autres pays comme le Mexique et le Kazakhstan. Son pouvoir de marché est cependant maintenant limité par la réactivité aux variations de prix de la production des gisements compacts.

Les modes d'action sont naturellement très différents, décision d'un oligopole pouvant conduire à une variation rapide de l'offre dans un cas, décisions d'un grand nombre d'opérateurs dans l'autre cas entraînant des variations de la production avec une certaine inertie.

## Conclusion

Malgré les incertitudes qui pèsent, surtout hors des États-Unis, sur le potentiel des pétroles de gisements compacts, de plus en plus nombreuses sont les études qui conduisent à prévoir une poursuite de leur développement, permettant à ces pétroles de représenter à l'avenir une part significative de la production pétrolière mondiale. Si les résultats de ces études sont confirmés, on pourrait assister à la quasi-disparition du concept de pic pétrolier, tout au moins d'un pic de l'offre précédant un pic de la demande qui devrait résulter des politiques et mesures prises pour lutter contre le changement climatique. À défaut de disparition du concept, le pic serait beaucoup plus difficile à définir dans la mesure où le caractère épuisable de la ressource ne serait plus déterminé essentiellement par des paramètres physiques mais par des critères économiques et d'acceptabilité.

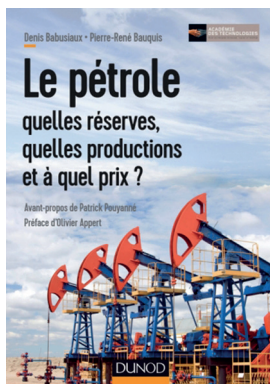
La réactivité de la production de ces pétroles à la variation des cours leur permet de participer à la régulation des prix et à limiter le pouvoir de marché de l'OPEP ou d'une association entre l'OPEP et d'autres pays producteurs, donnant aux aspects économiques un poids déterminant. Il s'agit d'un changement majeur pour l'analyse de la situation actuelle et sans doute pour nombre d'années à venir.

**Denis BABUSIAUX**

est consultant et professeur associé à l'IFP School. Diplômé de l'école des Mines ParisTech et de l'IFP School, docteur HDR en sciences économiques, il a été directeur à l'IFP (directeur du Centre Économie et Gestion de l'IFP School, directeur de Recherche Associé en Économie). Il est président du CLAR Economie d'EVOLEN, président du groupe de travail « Pétrole » de l'Académie des Technologies, membre d'honneur de l'Association des Économistes de l'Énergie. Il a été professeur associé à l'Université de Pennsylvanie à Philadelphie. Il est l'auteur de plusieurs livres et de nombreuses publications dans les domaines du calcul économique, de l'économie pétrolière et de la modélisation des hydrocarbures et de l'énergie.

**Pierre-René BAUQUIS,**

diplômé de l'ENSG (Géologie de Nancy) et de l'IFP School en Économie et Gestion a travaillé et enseigné cinq ans à l'IFP (Institut Français du Pétrole) et trente ans chez Total. Il y a été chargé de projets gaziers au Moyen Orient (6 ans) et en Indonésie (6 ans également), puis directeur Mer du Nord, directeur Gaz Électricité, Charbon, directeur Stratégie et Planification et enfin conseiller du président Thierry Desmarest jusqu'à sa retraite en 2002. Depuis il a enseigné l'économie du pétrole, du gaz et de l'énergie en France (École des mines de Paris, IFP School) et surtout à l'étranger (Algérie, Indonésie, Russie). Il est auteur ou co-auteur de sept livres sur l'énergie.



L'ouvrage écrit par les auteurs de cet article, *Le pétrole : quelles réserves, quelles productions et à quel prix ?*, est paru en novembre 2017 chez Dunod.

Malgré la nécessaire diminution des consommations d'énergies fossiles pour lutter contre le changement climatique, le pétrole restera indispensable pendant encore des décennies pour répondre à une demande énergétique mondiale toujours croissante.

Cet ouvrage donne une grille de lecture de la scène pétrolière actuelle en faisant la synthèse des trois grands facteurs étroitement imbriqués que sont les réserves, les conditions de production et les prix.

Évolution des marchés, techniques et perspectives de production, impacts géopolitiques, scénarios pour le futur, les auteurs livrent ici une analyse critique et objective d'un secteur qui soulève trop souvent passions et fantasmes.

Vous souhaitez obtenir un espace pour votre annonce (événement, publicité ou communication institutionnelle) dans *La Revue de l'Énergie* ?

N'hésitez pas à nous contacter pour plus de renseignements sur les possibilités d'insertion à [com@larevuedelenergie.com](mailto:com@larevuedelenergie.com)

# S'ABONNER À LA REVUE



**Contribuer à une meilleure compréhension des enjeux et des opportunités dans le domaine de l'énergie et partager les meilleures stratégies et politiques pour favoriser la transition vers des systèmes énergétiques plus durables**

Je m'abonne pour l'année civile 2018 (6 numéros) à *La Revue de l'Énergie* au tarif de :

- 210 € TTC (France)
- 230 € TTC (Autres pays)

Nom : ..... Prénom : .....

Société : .....

Adresse : .....

Code postal : ..... Ville : ..... Pays : .....

Téléphone : .....

E-mail : .....

- Je joins un chèque à l'ordre du Conseil Français de l'Énergie.
- Je réglerai à réception de la facture.

Date : ..... Signature : .....

**Bulletin d'abonnement à envoyer à :**

La Revue de l'Énergie – 12 rue de Saint-Quentin – 75010 Paris – France

Ou à : [abonnement@larevuedelenergie.com](mailto:abonnement@larevuedelenergie.com)

Des tarifs réduits existent et sont accessibles sur le site de la revue :

**[www.larevuedelenergie.com](http://www.larevuedelenergie.com)**

Les informations recueillies sur ce formulaire sont enregistrées dans un fichier informatisé par *La Revue de l'Énergie* pour la gestion de votre abonnement. Conformément à la loi « informatique et libertés », vous pouvez accéder aux informations vous concernant, les rectifier et vous opposer à leur transmission éventuelle en écrivant à la rédaction à : [redaction@larevuedelenergie.com](mailto:redaction@larevuedelenergie.com)