

Le point sur la production des pétroles en mer

Denis Babusiaux, Pierre-René Bauquis

@ 90636

En complément d'un «point sur les pétroles de formations compactes» ayant fait l'objet d'un article dans cette revue par les mêmes auteurs, ceux-ci proposent maintenant un tour d'horizon sur les évolutions passées et les perspectives de production des pétroles en mer. Les aspects techniques et économiques sont présentés dans un contexte caractérisé par la révolution des pétroles dits «de schistes».

Introduction

Si l'exploitation de pétrole en mer à proximité immédiate des côtes (Californie) ou par faibles profondeurs d'eau (mer Caspienne) a commencé dès la fin du XIX^e siècle, ce n'est qu'à partir des années 2000 que l'exploration et la production en mer prennent une part prépondérante dans les budgets des sociétés pétrolières. C'est tout récemment, à partir de 2010, que les découvertes en mer deviennent plus importantes que les découvertes à terre. Depuis lors, elles représentent 75 % environ de l'ensemble des volumes découverts et sont faites principalement en mer profonde (entre 400 et 1500 m de profondeur d'eau) ou très profonde (au-delà de 1500 m d'eau). Elles ont pu être réalisées à la suite d'évolutions techniques et économiques que nous présentons ci-dessous.

I. Un bref regard sur l'évolution des technologies

Les technologies évoluent essentiellement en fonction des contraintes économiques, et en particulier des évolutions du prix du pétrole. Ceci était vrai il y a 50 ans et le sera probablement encore dans les décennies à venir, même

si les contraintes de limitation des émissions de gaz à effet de serre modifient les équilibres.

Dans les années 1950 – 1960, il paraissait impossible d'installer et d'opérer des équipements au fond de la mer sans intervention humaine. Il est difficile aujourd'hui d'imager les efforts faits à cette époque pour accroître le domaine de la plongée profonde, passant d'une cinquantaine de mètres d'eau à plus de 200 mètres, aventure humaine et industrielle qui a laissé quelques grands noms de personnalités (Cousteau, Wilm, etc...) et fait naître quelques sociétés spécialisées dont certaines existent encore (Comex). Le point final de cette approche fut le développement, puis l'abandon par l'IFP, le CEMA et le CNEXO du projet «Argyronete¹» (sous-marin «porte-plongeurs» prévu pour des interventions jusqu'à 600 mètres de profondeur d'eau).

Ces efforts sont devenus sans objet lorsqu'on se rendit compte, à la fin des années 1960, que l'on pouvait construire, opérer, entretenir, réparer des installations au fond de la mer sans aucune intervention humaine. Malgré le coût de ces nouvelles technologies, leur développement à grande échelle sera l'une des multiples conséquences du premier choc pétrolier de 1973 qui marque la fin des «trente glorieuses».

Le point sur la production des pétroles en mer

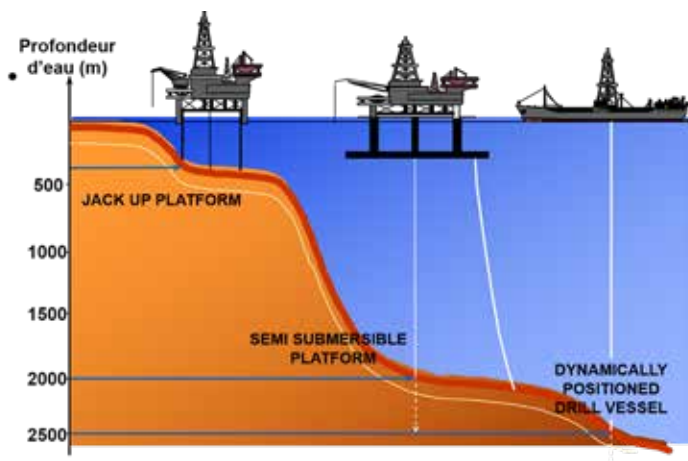


Figure 1. Installations de production en mer

Les sociétés internationales ont alors recherché du pétrole dans les pays ne faisant pas partie de l'OPEP (Organisation des Pays exportateurs de Pétrole), dans des zones plus difficiles d'accès. En effet, le domaine minier présentant de faibles coûts d'exploitation est essentiellement dans les grands pays producteurs, à terre ; il est souvent fermé ou seulement entrouvert aux sociétés internationales dans les pays de l'OPEP.

Pour la production en mer, le décuplement des prix de brut au cours des deux chocs pétroliers de 1973 et 1979 a ouvert une période de développement allant bien au-delà de tout ce qui pouvait être imaginé à cette époque.

La Figure 1 montre de façon très résumée comment ont évolué les technologies de la production en mer allant de plateformes rigidement liées au fond de la mer (*jack up* ou «plateformes à pattes»), aux plateformes n'ayant que des liens souples avec les fonds marins (à l'aide de systèmes d'ancrage) pour aboutir à des installations flottantes à positionnement purement dynamique, c'est-à-dire assuré à la verticale d'un point par des hélices multidirectionnelles et des calculateurs. Là aussi, l'IFP avait été un précurseur au plan mondial avec son navire à positionnement dynamique, le Terebel, conçu en 1963.

Aujourd'hui, les appareils de forage peuvent opérer dans des profondeurs d'eau de plus de 3000 mètres d'eau et il est possible de développer des champs par très grandes profondeurs, près de 3000 mètres (Figure 2).

Quelques exemples récents illustrent ceci. En ce qui concerne les puits d'exploration, Total a foré le puits de Raya 1 en Uruguay par 3400 mètres d'eau et la société indienne ONGC un puits par 3150 m d'eau. Quant aux développements par grande profondeur, on citera celui Silvertip-Tobago par Shell dans le golfe du Mexique (2900 m d'eau) et celui de Chinook par Petrobras également dans le golfe du Mexique (2500 m d'eau).

Actuellement, les efforts dans le domaine des technologies visent à poser un maximum d'installations au fond de la mer telles que les têtes de puits, les séparateurs ou les pompes sous-marines multiphasiques (Figure 3). Rappelons que l'IFP avait été le premier à mettre au point des pompes multiphasiques.

Le décuplement des prix du pétrole entre 1972 et 1980 (de 2 à 20 \$/b environ en \$ de 1970) avait conduit aux premiers développements à grande échelle de la production en mer par des profondeurs d'eau jusqu'à 400 m, aujourd'hui considérées comme faibles (en

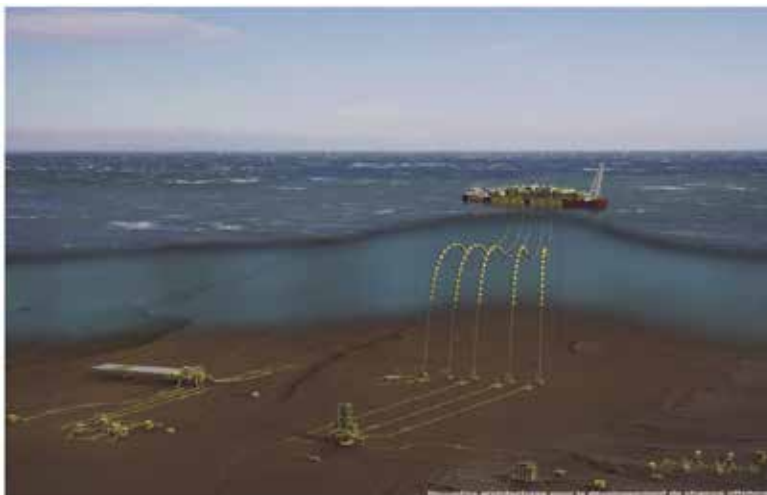


Figure 2. Schéma type de développement en mer profonde

Source : TPA (Total Professeurs Associés)

particulier en mer du Nord). De même, c'est la hausse des prix entre 2003 et 2014 qui a permis le développement massif de l'exploration et de la production en mer profonde et ultra profonde.

Une partie des pétroles faisant l'objet d'exploration et de production en mer correspond à des pétroles souvent appelés « pétroles frontières ». Ce concept de « pétroles frontières » regroupe une grande variété de familles. D'une

façon générale, il s'agit de ceux qui sont à la limite des technologies d'exploration et/ou de production ou à la limite des risques acceptables (régions écologiquement sensibles, des zones arctiques aux forêts vierges ou aux zones urbaines). En matière d'exploration, on utilise le terme de pétroles frontières pour désigner de nouveaux bassins d'accès difficile ou de nouveaux concepts géologiques encore mal établis telles les marges continentales abruptes (plateaux continentaux avec des talus à forte



Figure 3. Pompes sous-marines multiphasiques, gisement de CLOV en Angola

Source : TPA

Le point sur la production des pétroles en mer

pente au pied desquels se sont accumulés des sédiments qui ont glissé sur ces pentes, cas de l'*offshore* de la Guyana ou du Ghana, par exemple) ou les marges distales (zones de sédimentation éloignées des continents ayant généré les sédiments).

En matière de production, les gisements HP-HT (haute pression – haute température) font aussi partie des pétroles frontières. Il s'agit là de frontières technologiques en matière de métallurgie concernant les aciers des tubages et des équipements de production dans les puits. Une autre famille de pétroles frontières mérite que l'on s'y arrête, car elle est à l'origine de découvertes majeures de ces dernières années, celle des pétroles profondément enfouis.

Ceux-ci proviennent de gisements situés sous des épaisseurs de sédiments supérieures à 5000 ou 6000 m. Ces *prospects* ont longtemps été considérés comme favorables au gaz, car la température à grande profondeur entraîne un craquage des hydrocarbures liquides. Les spécialistes estiment cependant qu'un certain nombre de bassins pourraient présenter un faible gradient de température, permettant la présence d'huile. La découverte de

«Jack» par Chevron dans le golfe du Mexique en septembre 2006, par 2100 m de hauteur d'eau et 6000 m d'épaisseur de sédiments, est une découverte majeure qui a suscité l'espoir d'autres découvertes de grande taille par grandes profondeurs. Suite aux nombreuses découvertes qui l'ont suivi, des estimations de réserves de 10 à 15 milliards de barils d'équivalent pétrole, dont une très grande partie de liquides, sont citées pour l'ensemble du golfe du Mexique (alors que les réserves mondiales, dites «prouvées», de pétrole et de gaz étaient de 2740 Gbep en 2017). À la suite de ces découvertes, s'est développée une «province» nouvelle en mer profonde au large du Brésil (gisement de Tupi découvert en 2007, rebaptisé Lula, Carioca, Cernambi...), associant une épaisse couche de sel, une couverture et des réservoirs carbonatés (gisements pré-salifères ou *pre-salt*) dont les réserves seraient encore plus élevées et actuellement évaluées entre 20 et 30 milliards de barils. En septembre 2013, un consortium dont Petrobras est l'opérateur, associant Shell (20 %), Total (20 %) et des partenaires chinois (20 %), a accepté de payer un bonus de 5 milliards de dollars pour pouvoir exploiter la structure de Libra découverte en 2011 qui contiendrait de l'ordre de 5 à 10 Gb

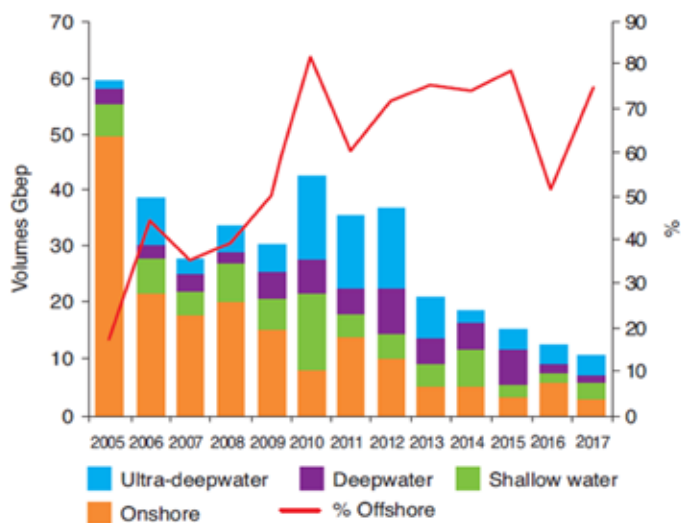


Figure 4. Nouvelles découvertes d'hydrocarbures conventionnels

Ultra-deepwater : > 1500 m; Deepwater : 400-1500; Shallow water < 400 m

Source : IFPEN d'après WoodMackenzie

récupérables. Le sel, bon conducteur de la chaleur, constitue un des facteurs expliquant la présence d'un gradient géothermique favorable. Ces découvertes ont été permises par les améliorations de la sismique (la couche de sel constituait auparavant un écran pour l'imagerie du sous-sol) et par les progrès des techniques de forage adaptées à ces horizons.

II. Les découvertes en mer dans le contexte des réserves pétrolières mondiales

Avant d'évoquer les découvertes de nouvelles réserves, il convient de faire (ou de rappeler) une mise en garde. Les réserves dites «prouvées» comptabilisées par les sociétés pétrolières cotées en bourse doivent être connues «avec une raisonnable certitude». Cependant, les réserves détenues par ces sociétés représentent seulement 20 à 25 % des réserves mondiales. Par contre, les réserves des pays producteurs publiées par les organismes officiels (Agence Internationale de l'Énergie, *BP Statistical Review*, OCDE, ONU, *Oil and Gas Journal...*) sont définies par les pouvoirs publics de ces pays sans audit indépendant et une bonne partie est affichée pour des raisons

politiques. C'est en particulier le cas du Venezuela², qui n'est pas, et de loin, le premier détenteur de réserves au monde.

Les découvertes de pétrole et de gaz conventionnels des dix dernières années sont données par la Figure 4 qui présente une répartition des découvertes par type de gisement. Ce graphique montre que si en 2005, la part des découvertes en mer était de 10 % des découvertes mondiales, cette part est passée à plus de 70 % dès 2009.

Soulignons le fait qu'au cours de ces 10 dernières années les trois quarts des puits d'exploration ont été forés à terre, mais n'ont contribué que pour un quart au volume des nouvelles découvertes.

Pour replacer l'importance des hydrocarbures en mer (pétrole et gaz) de façon plus complète, la Figure 5 retient trois critères, les réserves mondiales actuelles d'hydrocarbures conventionnels (avec toutes les incertitudes mentionnées ci-devant), les productions de pétrole et gaz mondiales et les nouvelles découvertes (contestables, mais moins que celles affichées par certains pays producteurs).

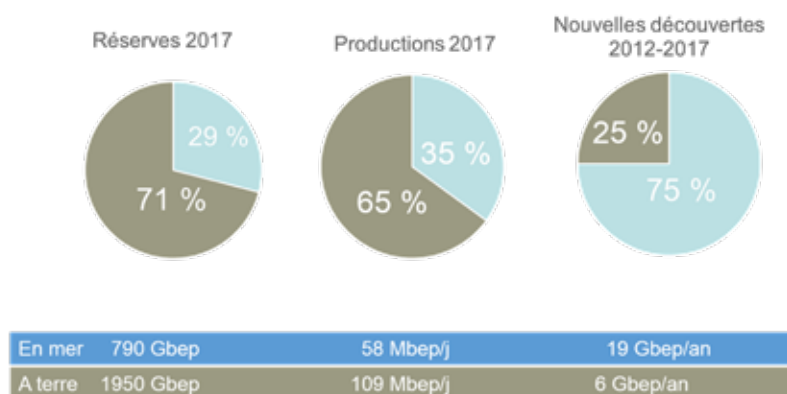


Figure 5. Réserves, découvertes et production en mer (pétrole et gaz)

Les productions à terre intègrent celles des pétroles «de schistes» (*shale oil*).

Source : deux premières colonnes : BP, troisième colonne : Wood Mackenzie

Le point sur la production des pétroles en mer

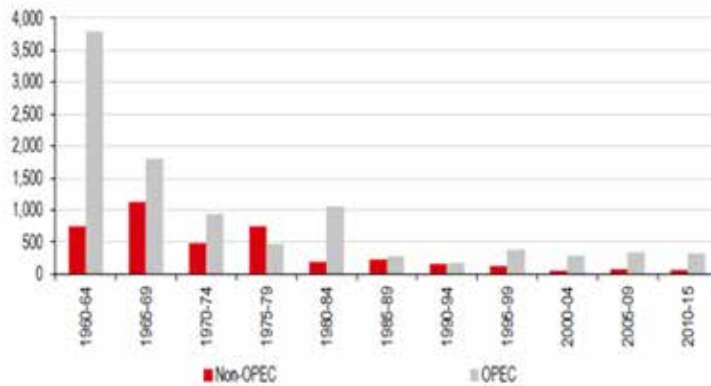


Figure 6. Taille des nouvelles découvertes de pétrole conventionnel (Mb)

Source : HSBC (2016) d'après WoodMackenzie

On observe ainsi un développement massif du pétrole et du gaz en mer au détriment des gisements traditionnels à terre, tout au moins des gisements d'hydrocarbures conventionnels, à l'exclusion donc des « nouveaux hydrocarbures diffus » à terre que sont les pétroles et gaz de formations compactes souvent appelés pétroles et gaz de schistes (pour les liquides LTO, *Light Tight Oil*). Pour ces derniers, les concepts de réserves et de découvertes n'ont pas le même sens et ce sont leurs productions qui reflètent leur importance³. Nous en reparlerons à la fin de cet article.

On peut ajouter, à l'observation de ces tendances lourdes concernant les nouvelles découvertes (et donc à terme les productions et les réserves) deux éléments importants. D'une part, la proportion de pétrole et de gaz dans les découvertes en mer ne varie pas de façon significative, l'exploration a permis de fournir à peu près autant de gaz que de pétrole entre 2007 et 2017. D'autre part, la taille moyenne des découvertes de pétrole conventionnel, malgré de significatives découvertes en mer, ne cesse de diminuer depuis une cinquantaine d'années (voir Figure 6).

Les nouvelles découvertes de pétrole représentent pour les années récentes à peu près 20 % des consommations mondiales (en tenant compte des découvertes de 2018 et des

estimations pour 2019 qui n'apparaissent pas sur la Figure 4). C'est là l'argument majeur des défenseurs de la thèse d'un *peak oil* lié à l'offre pétrolière et leur logique serait incontestable si la production des pétroles ultralourds (Venezuela et Canada), puis des pétroles et gaz de formations compactes n'avait pas été rendue économiquement grâce au progrès technique. Cette révolution des hydrocarbures de schistes a bouleversé non seulement les marchés pétroliers et gaziers, mais aussi les controverses sur le pic pétrolier. Un « pic » de la demande pourrait en effet apparaître avant un « pic » de l'offre en raison de nouvelles contraintes imposées sur la production d'énergie fossile pour lutter contre le changement climatique.

III. Les aspects économiques de la production en mer

Les sociétés pétrolières partagent avec les entreprises minières une particularité, leurs plus gros actifs n'apparaissent pas dans leurs bilans financiers : ce sont leurs réserves de pétrole et de gaz. L'importance de ces réserves et plus encore leur « qualité », c'est-à-dire le prix de revient de leur exploitation, sont des éléments clef des valorisations boursières. En général, les sociétés cotées affichent des chiffres de réserves représentant entre 10 et 15 années de leurs productions futures et leurs valeurs

sont influencées par cette durée et donc leurs capacités à augmenter dans le futur leurs productions. Remarquons au passage que les variations des valeurs en bourse sont le reflet des évolutions profondes des économies. Ainsi il y a dix ans, la moitié des 10 plus importantes capitalisations mondiales était celles des sociétés pétrolières, alors qu'il n'en reste aujourd'hui qu'une seule, Exxon-Mobil, à figurer dans cette liste des «*top ten*», les 5 premières places sont tenues par les «GAFAs», inexistantes il y a 10 ans dans ce classement.

Les grandes sociétés pétrolières demeurent des sociétés aux bilans solides et peu endettées. Leurs revenus nets après impôts⁴ sont largement consacrés à leurs investissements dans le domaine de l'exploration et de la production. Les rentrées de fonds étant liées aux prix du pétrole, les investissements sont donc eux-mêmes étroitement corrélés avec les prix du brut, comme le montre la Figure 7. Ils sont ainsi passés de 500 milliards de dollars en 2010 à 700 en 2014 tandis que la baisse des cours, passant de plus de 100 \$ à l'été 2014 à moins de 50 \$ six mois plus tard, a entraîné une chute des investissements en E/P, tombant à 400 milliards de \$ en 2016, pour remonter à 450 milliards de dollars en 2018.

Au sein de ces dépenses globales, les dépenses affectées au domaine marin seraient

selon Rystad [2019b] passées de 250 G\$ en 2010 à un «pic» de 350 G\$ en 2014, déclinant ensuite jusqu'en 2018 au niveau de 200 G\$. Ces dépenses devraient à nouveau croître à partir de 2019 au rythme de 7 % par an jusqu'en 2021.

Remarquons cependant que la baisse des investissements en termes financiers entre 2014 et 2018 ne correspond pas à une baisse proportionnelle en volumes d'activité. En effet, la diminution de l'activité exerce une pression sur les marges des sociétés de services parapétroliers, qu'il s'agisse de la sismique, des forages ou du développement des champs. Bien naturellement, un phénomène symétrique peut être observé. Quand les prix du brut augmentent, ils entraînent une augmentation de l'activité qui se traduit par une demande accrue de services parapétroliers de la part des sociétés pétrolières, et donc une hausse des tarifs et des coûts des services.

C'est ce qui s'était passé entre 2004 et 2008, période pendant laquelle on a observé une augmentation de l'activité en volume moins que proportionnelle aux montants des investissements. À titre d'exemple, le coût de location d'une même plateforme de forage en mer avait triplé entre 2005 et 2007.

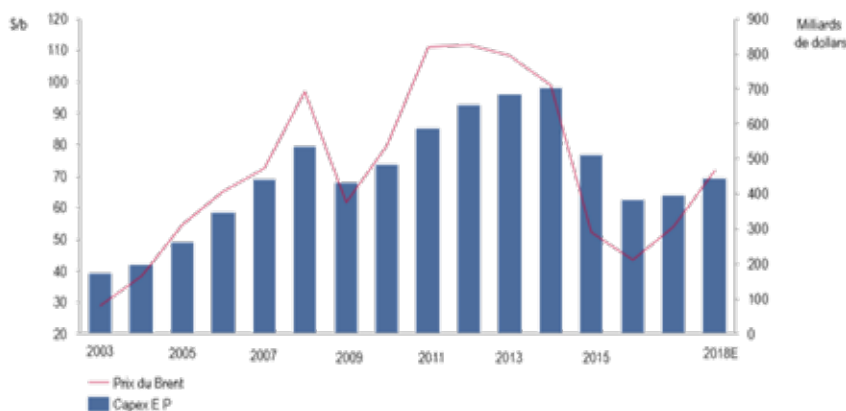


Figure 7. Investissements en exploration production et prix du pétrole

Source : Schlumberger d'après IHS et EIA

Le point sur la production des pétroles en mer



Figure 8. Indice des coûts de développement UCCI (*Upstream Capital Cost Index*) et prix du Brent (\$/b)

Données trimestrielles

Source : IHS CERA et EIA

La Figure 8 présente l'évolution des coûts d'exploration production. Outre l'augmentation du prix des services, la hausse de 2004 à 2008 a également été due à une augmentation sans précédent des prix de l'ensemble des matières premières et en particulier des prix de l'acier, ainsi qu'à la nécessité de mener des campagnes dans des zones plus difficiles d'accès. D'autant plus que dans ces zones moins bien connues, les échecs sont plus nombreux. Selon Wood Mackenzie, le taux de succès des forages était passé de 42 % en 2004 à 36 % en 2013. Par ailleurs, des contraintes de plus en plus lourdes sur les contenus en emploi local et en valeurs ajoutées locales (*local content*, ou *in country value*) imposées par les gouvernements de nombreux pays hôtes ont un impact notable sur les coûts. En matière de *local content*, le manque de main-d'œuvre qualifiée constitue souvent un frein complémentaire à certains développements.

À la suite de la baisse des prix du pétrole de 2008, la tension sur les besoins en services pétroliers s'est atténuée. Entre 2008 et 2010, la plupart des analystes pensaient qu'après l'éclatement d'une certaine bulle relative à l'ensemble des matières premières, les coûts

pourraient poursuivre leur diminution. Ils sont en fait à nouveau repartis à la hausse dans le sillage des prix du brut, avec une nouvelle tension sur le marché des services liée à un prix du brut se stabilisant à un niveau élevé autour de 110 dollars par baril entre début 2011 et la mi-2014.

La chute du prix du brut à l'automne 2014 a entraîné un fort ralentissement des dépenses d'exploration production conduisant à une baisse des coûts des services, liée à celle du taux d'utilisation des équipements du secteur parapétrolier. Ainsi, d'après l'IFPEN, le taux d'utilisation des appareils de forage en mer est passé de 95 % en 2014 à 80 % en 2016-2017 pour les bateaux de forage, et de 70 % à 50 % pour les plateformes semi-submersibles.

La baisse des tarifs des services après 2014 a été complétée par les efforts réalisés par l'industrie pétrolière elle-même, particulièrement en mer. Pour diminuer le coût de ses projets, elle a procédé à une rationalisation des opérations en utilisant des équipements ayant fait l'objet de progrès techniques significatifs, pompes multiphasiques et robots sous-marins, salles de contrôle centralisant les opérations

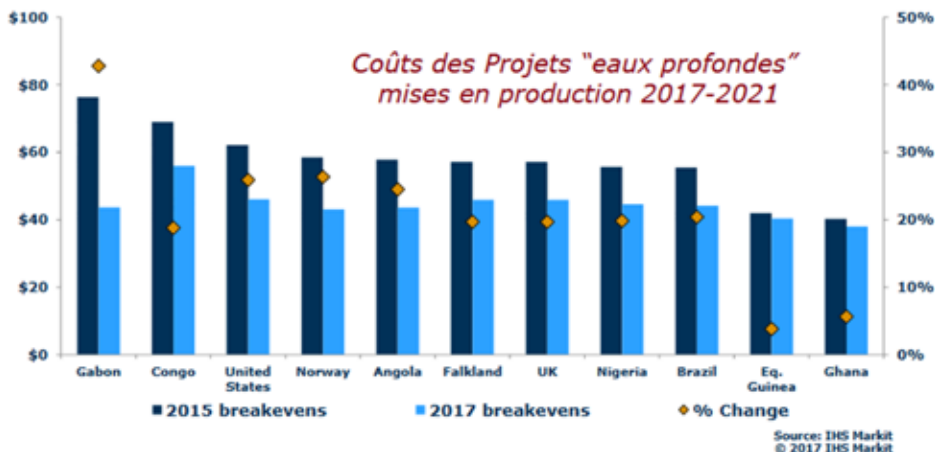


Figure 9. Coût des projets « eaux profondes » pour mises en production 2017-2021

Source : IHS Markit

de plusieurs plateformes. L'augmentation de performance des équipements de forage ainsi qu'un recours accru aux techniques du numérique y ont fortement contribué. Les projets d'investissement ont été recentrés sur des cibles à moindre coût. Les seuils de rentabilité des projets lancés à partir de 2015, conventionnels et non conventionnels, ont été sensiblement abaissés, d'une trentaine de pourcents en moyenne. Dans plusieurs cas, c'est même une division par deux des coûts de développement qui été annoncée, par Equinor (ex-Statoil) en Norvège, par Total sur le gisement Zinia 2 en Angola, par BP sur Mad Dog dans le golfe du Mexique.

La baisse des coûts (et donc des seuils de rentabilité) est illustrée par la Figure 9 pour une dizaine de zones en mer. On notera une assez grande homogénéité des baisses des seuils de rentabilité, de l'ordre de 20 à 25 % en moins de 5 ans, avec quelques exceptions (40 % au Gabon mais seulement moins 5 % en Guinée équatoriale ou au Ghana).

Pour l'avenir, il est possible qu'avec l'épuisement des gisements faciles à produire, les coûts (et donc les prix du brut) soient amenés à augmenter. Il ne s'agit cependant pas d'une certitude : rappelons qu'au début des années 1980,

tous les scénarios publiés d'évolution des prix pétroliers étaient à la hausse et que le progrès technique a joué un rôle déterminant pour mettre en défaut ces hypothèses. Les efforts de recherche et développement qui ont suivi la hausse des prix du deuxième choc pétrolier de 1979-1980 ont permis d'accéder à des ressources de plus en plus difficiles. Après le contre-choc de 1985, ces efforts se sont poursuivis pour répondre à la nécessité d'abaisser les coûts de revient.

De même, les prix élevés entre 2010 et 2014 ont favorisé le développement des pétroles de formations compactes, dits « de schistes ». La chute des prix du deuxième semestre 2014, comme celle de 1985, semble avoir agi comme un stimulant des progrès techniques permettant de diminuer encore les coûts de production des hydrocarbures de formations compactes, mais également d'abaisser les coûts de l'exploitation en mer. Ces progrès devraient se poursuivre. Ce sont des hypothèses semblables qui conduisent BP [2018] à considérer comme probable une baisse des coûts de 30 % (en dollars constants) d'ici 2050 ainsi qu'une augmentation du volume des ressources récupérables de plus d'un tiers.

Le point sur la production des pétroles en mer

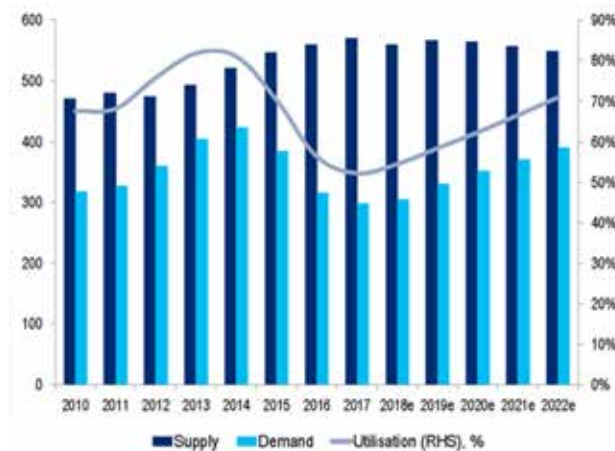


Figure 10. Offre, demande et taux d'utilisation des *jack-up*

Source : Citi Research, industrie



Figure 11. Offre, demande et taux d'utilisation des appareils de forage flottants

Source : Citi Research, industrie

IV. Quel avenir pour la production de pétrole en mer?

À court terme : rebond des décisions d'investissements

Comme indiqué au début de la section précédente, la chute des prix du brut de 2014 avait entraîné une forte baisse des investissements qui sont repartis de façon modérée en 2017 puis en 2018. En complément de la Figure 7,

les Figures 10, 11 et 12 donnent des estimations des commandes d'appareils de forage en mer, *jack-up* (plateformes autoélevatrices) et appareils flottants, ainsi que des commandes de têtes de puits sous-marines. Ces estimations font apparaître des hausses qui devraient conduire à une augmentation significative des capacités de production en mer au cours des prochaines années, vision partagée par Rystad [2019a et 2019b].

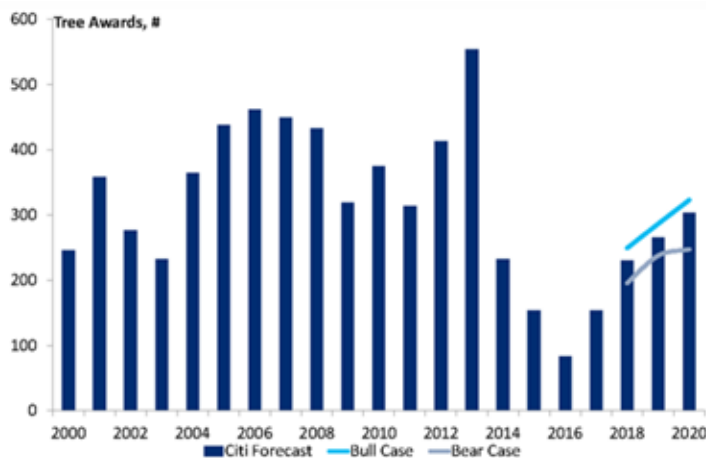


Figure 12. Commandes de têtes de puits sous-marines

Source : Citi Research

C'est la commande de têtes de puits sous-marines qui constitue le meilleur indicateur avancé de la reprise des investissements en mer.

Pour ce qui concerne les dépenses en équipement et services consacrées au domaine marin, la récente étude du 22 mai 2019 de Rystad [2019b] déjà citée, après une croissance de 7 % par an de 2018 à 2022, prévoit une croissance ralentie au taux de 3 % par an au-delà, de 2022 à 2025. Ce ralentissement serait lié au fait que le nombre de décisions d'investissement (et donc le niveau de dépenses) devrait prochainement atteindre un maximum, marquant ainsi un nouveau retournement de cycle.

Les futurs développements

Pour tenter d'éclaircir l'avenir, il est bon de revenir au «cœur de métier» de l'industrie pétrolière... c'est-à-dire la géologie.

C'est en effet la géologie qui détermine les zones dans lesquelles le pétrole a pu se former et localise les pièges où il a pu s'accumuler.

La Figure 13 montre quels sont actuellement les grands thèmes géologiques de l'exploration pétrolière mondiale. Considérant que la majorité des lecteurs ne sont pas des géologues, il

convient de «décrypter» cette illustration, en la parcourant de gauche à droite.

- Le thème des chaînes plissées complexes (*footbills*) se situe largement à terre, mais peut se poursuivre en mer (Iran). Il reste un des thèmes prometteurs pour de grosses découvertes du fait de la difficulté d'y acquérir et d'y traiter la sismique.

- Le thème «non conventionnel» des huiles de schiste restera un thème essentiellement terrestre vu le grand nombre de puits très bon marché nécessaire. Il est peu probable que ce thème puisse être poursuivi en mer à court ou moyen terme pour des raisons purement économiques.

- Le thème des «rifts et grabens» est ancien, de l'Alsace à la mer du Nord centrale. Il est largement marin, le cas du rift est africain n'étant pour le géologue qu'un futur domaine marin dans quelques dizaines de millions d'années.

- Le thème des deltas et des paléodeltas, — y compris les «*deep offshore*» associés —, du Mississippi à la Mahakam en passant par l'Amazone, le Nil, le Sénégal, le Niger, le Congo, ou l'Ob, relève en quasi-totalité des domaines marins.

- Le thème des formations pré-salifères (*sub salt*), carbonates ou grès, est présent lui aussi essentiellement en mer, en particulier au

Le point sur la production des pétroles en mer

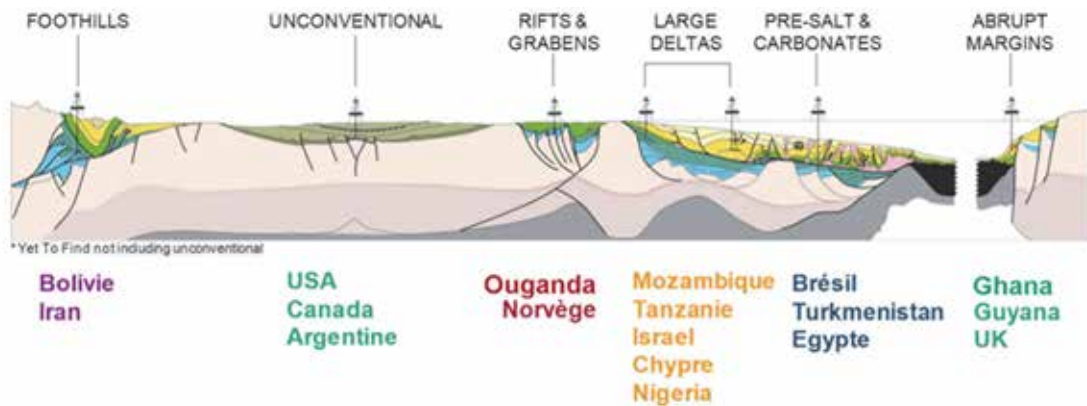


Figure 13. Grands thèmes de l'exploration pétrolière

Source : Société Géologique de France

Brésil mais aussi dans le golfe de Guinée ainsi que dans l'Est de la Méditerranée.

- Enfin, le thème le plus récent en matière d'exploration en mer profonde est celui des marges abruptes dont la Guyana, après le Ghana, constitue la réussite la plus significative ; il est probablement présent dans nombre d'autres points du globe et fait actuellement l'objet d'études en Afrique du Sud et de l'Est.

La Figure 14 présente les acquisitions de nouveaux domaines miniers par les « majors » en 2017. Il s'agit à plus de 95 % de domaines maritimes illustrant les thèmes développés ci-dessus. Les permis africains y apparaissent largement dominants, distançant ceux des mers profondes d'Amérique du Sud, de l'Extrême-Orient... ou de l'Europe (Norvège, Bulgarie, Chypre). Remarquons que lors des premiers mois de 2019, le nombre et les surfaces des attributions de permis en mer profonde le long des côtes d'Amérique du Sud ont fortement augmenté (en particulier en Argentine).

À moyen et long terme, un frein aux développements pourrait venir d'un manque d'opportunités pour identifier de nouvelles grandes zones de découvertes de pétrole conventionnel. On notera que près d'une dizaine d'années se sont écoulées entre les découvertes en mer profonde dans le golfe du Mexique américain

et celles des zones infra-salifères au large du Brésil, et presque autant entre celles du Brésil et celles en mer profonde de la Guyana.

Les pétroles de gisements compacts, facteur de limitation de la production en mer ?

Si l'exploration pétrolière est consacrée principalement à l'*offshore*, l'augmentation des productions à l'avenir devrait également venir de la croissance continue des productions des gisements compacts (pétroles dits « de schistes ») aujourd'hui aux États-Unis et au Canada, demain peut-être en Argentine, Chine, Russie, voire au Moyen-Orient. Ainsi, après avoir passé des provisions pour dépréciation d'actifs à la suite de la baisse des prix de 2014, l'industrie pétrolière investit massivement depuis la fin de 2016 dans l'acquisition de droits miniers dans les bassins d'huiles de schiste et notamment dans le bassin permien au Texas et au Nouveau-Mexique. De nombreux « majors » affichent une stratégie visant à équilibrer leurs portefeuilles de production entre des actifs à durée de récupération courte (gisements compacts) et des actifs correspondant à des investissements à long terme, pétrole et gaz en mer, chaînes de liquéfaction de gaz naturel.

La plupart des majors ont au cours des dernières années intensifié leurs engagements

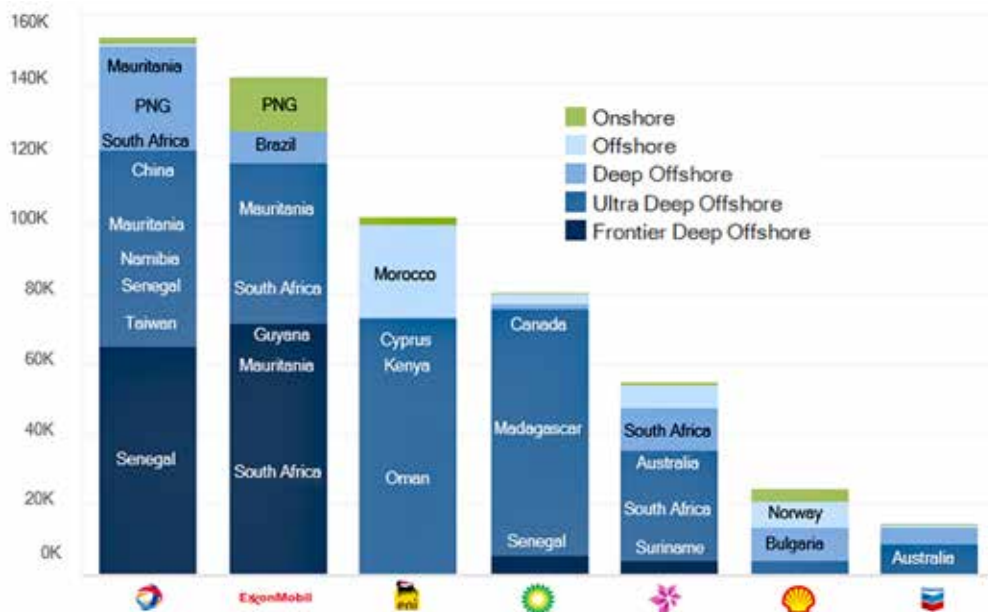


Figure 14. Acquisition de domaines miniers par les majors en 2017 (en milliers de km²)

Source : industrie pétrolière

dans le non conventionnel américain. Ainsi Exxon a annoncé en janvier 2017 un objectif d'affecter la moitié de ses dépenses d'investissements sur des actifs à cycle court, BP a finalisé à l'automne 2018 l'achat des actifs de BHP pour 10,5 milliards de dollars, Occidental devrait en 2019 reprendre les actifs d'Anadarko dans les «schistes», Shell et Chevron y renforcent leur implication pour multiplier par un facteur de 2,5 à 3 leurs productions. Parmi les grandes compagnies, Total et ENI font jusqu'à présent exception. Total a justifié cette politique par son défaut d'avantages compétitifs dans le domaine des pétroles de gisements compacts aux États-Unis, mais intervient dans les gaz non conventionnels («de schistes») avec la reprise d'actifs de Chesapeake aux États-Unis (Barnett au Texas et Utica en Ohio), des développements en Argentine (bassin du Neuquen) et la signature d'un accord avec l'ADNOC pour l'étude de l'exploitation de gaz «de schistes» en Abou Dabi.

À long terme cependant, le potentiel de ces «nouveaux pétroles» est entaché de fortes incertitudes, encore plus importantes que celles

portant sur les pétroles conventionnels, comme nous l'avons indiqué dans *La Revue de l'Énergie* de décembre 2017.

Vers un «pic» de la demande?

Un deuxième type d'incertitudes qui pèsent sur le développement des pétroles en mer comme sur l'ensemble des énergies fossiles est lié à la lutte contre le changement climatique. Les politiques publiques qui devraient être mises en place pour respecter l'accord de Paris et éventuellement des mesures plus contraignantes pour limiter plus drastiquement les émissions de gaz à effet de serre peuvent se traduire par un plafonnement puis une diminution sensible des consommations de produits pétroliers. Un «pic» de la demande⁵ apparaîtrait alors avant un «pic de l'offre» (*peak oil*).

Vers une concurrence des pays à bas coûts?

À court et moyen terme cependant, des investissements en nouvelles capacités de production pétrolière sont indispensables pour répondre à la demande. C'est le cas dans le

cadre de la plupart des scénarios de référence publiés (par l'AIE, l'EIA, Exxon, BP...), qui ne font pas apparaître de plafonnement de la demande avant 2040. Cela reste vrai même si des politiques très volontaristes conduisent à des scénarios tels que les scénarios «*Sustainable development*» de l'AIE, «*Even faster transition*» de BP ou «*Sky*» de Shell dans lesquels la demande pétrolière tomberait vers 70 Mb/j en 2040⁶. Répondre à cette demande, même réduite, ne peut se faire sans effectuer des développements de nouvelles ressources pétrolières. Il faut en effet compenser le déclin de la production des gisements existants. Le taux de ce déclin est souvent estimé à 5 ou 6 % par an pour les gisements conventionnels des pays non OPEP. En considérant comme Dale et Fattouh [2018] un taux de déclin moyen de 3 % par an, la production pétrolière mondiale en l'absence de nouveaux investissements chuterait à moins de 45 Mb/j en 2040. L'écart entre cette production et la demande peut difficilement être comblé sans appel à de nouvelles productions en mer.

Par contre, la venue ou une anticipation de la venue d'un pic des consommations pourrait inciter les pays producteurs à bas coût, principalement les pays du golfe arabo-persique, à valoriser leurs ressources avant une dépréciation pour défaut de demande. La concurrence entre les producteurs pourrait alors entraîner une baisse des prix défavorable à de nouvelles productions en mer. Même si S. Dale et B. Fattouh [2018] considèrent que les coûts sociaux des pays du golfe arabo-persique devraient être pris en compte dans l'estimation d'un coût marginal, il n'est pas impossible que le niveau de prix soit déterminé par des coûts n'intégrant pas ces coûts sociaux. Les coûts de production sont particulièrement bas, souvent inférieurs à 20 \$/b, dans les pays du Moyen-Orient qui restent les détenteurs des plus importantes réserves prouvées au plan mondial.

Conclusion

Une première conclusion est relative au fait qu'il est désormais possible, techniquement et économiquement, de rechercher et produire

du pétrole en mer pratiquement par toutes profondeurs d'eau, là où se trouvent des dépôts sédimentaires susceptibles de receler des hydrocarbures. L'essentiel de ces dépôts se trouve en effet par moins de 3000 m d'eau.

Une deuxième conclusion porte sur l'influence des prix. Très difficiles à prévoir, ils ont une influence déterminante sur les décisions d'exploration et les décisions de développement des gisements en mer. Par contre, une fois un gisement mis en exploitation, la production se fait sur une longue période, les coûts marginaux de production sont faibles et les variations de prix n'ont pas, ou très peu, de conséquences sur les niveaux de production (sauf proration imposée par certains États).

Il en va différemment pour les pétroles de gisements compacts, dits «de schistes». L'essentiel de la production d'un puits est obtenu au cours des deux premières années de production. Les coûts de mise en production (forage et fracturation) ont ainsi plus de similitudes avec des frais opératoires et donc des coûts marginaux de court terme qu'avec des coûts d'investissement. L'activité de forage est donc en grande partie liée à l'évolution des prix, il en est de même de la production, avec un certain décalage dans le temps. Par ailleurs, contrairement à ce qui se fait pour les pétroles conventionnels, la comptabilisation des réserves est plus difficile pour ces nouveaux pétroles, comme d'ailleurs pour les huiles lourdes, dans la mesure en particulier où l'élasticité de ces réserves au prix est très importante. La plupart des sociétés internationales recherchent en conséquence pour leurs portefeuilles d'actifs un équilibre entre actifs à longue durée de récupération et actifs à cycles plus courts.

Face aux incertitudes sur les prix et la demande dans le futur, conditionnées par les politiques de lutte contre le réchauffement climatique, les sociétés pétrolières devront faire évoluer rapidement leurs portefeuilles d'actifs, en privilégiant les investissements à cycles de moins long terme dans le pétrole et les investissements dans le gaz naturel. Devraient également être favorisées les prises de position

dans le domaine des énergies non carbonées, en particulier des énergies renouvelables et dans le secteur de la production, du stockage et de l'utilisation de l'électricité⁷. De plus, on ne peut exclure un retour d'intérêt, comme à la fin des années 1970⁸, vers l'autre grande source d'énergie non carbonée que constitue le nucléaire.

Enfin, il n'est pas possible de parler du prix des hydrocarbures et de la scène pétrolière sans rappeler que celle-ci est souvent soumise à des aléas géopolitiques. Il est difficile de prévoir les embargos, les conflits, les problèmes politiques et d'insécurité internes. Pour le passé, on pensera naturellement à l'Iran, l'Irak, au Venezuela et à la Libye. Pour le futur, qui peut imaginer quels grands pays producteurs seront touchés? André Giraud aimait rappeler que le contenu géopolitique d'un baril de pétrole peut être plus important que son contenu calorifique.

RÉFÉRENCES

- AIE (Agence Internationale de l'Énergie) (2018), «World Energy Outlook 2018» IEA Publications, Paris, www.iea.org
- Babusiaux D., Bauquis P.-R. (2017a), *Le pétrole, quelles réserves, quelles productions et à quel prix?* Dunod, Paris
- Babusiaux D., Bauquis P.-R. (2017b), «Un point sur les pétroles de gisements compacts», *La Revue de l'Énergie* n° 635, décembre 2017
- Babusiaux D., Bauquis P.-R. (2019), «Quel avenir pour le pétrole?», *Science et pseudo-sciences*, n° 329, juillet/septembre 2019
- BP (2018), «BP Technology Outlook 2018», www.bp.com
- BP (2019), «BP Energy Outlook», www.bp.com
- HSBC Global Research (2016) «Global oil supply. Will mature field declines drive the next supply crunch?», *Multi-asset natural resources and energy*, September, www.research.hsbc.com
- Dale S., Fattouh B. (2018), «Peak Oil Demand and long-run oil prices», www.bp.com
- EIA (Energy Information Administration) (2019), «Annual Energy Outlook», www.eia.gov
- EXXONMOBIL (2018) «2018 Outlook for Energy: a view to 2040», www.exxonmobil.com
- OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries) (2018), «2018 World Oil Outlook 2040», www.opec.org

RYSTAD ENERGY (2019a), «Subsea markets set to surge in the next five years», May, www.rystadenergy.com

RYSTAD ENERGY (2019b), «Offshore field sanctioning nears peak», May 22, www.rystadenergy.com

SERBUTOVIEZ S. (2018), «Nouvelles découvertes de pétrole et gaz», Panorama IFPEN 2018, Paris, www.ifpen.fr

SHELL (2018), «Shell scenarios SKY Meeting the goals of the Paris agreement», www.shell.com

Société Géologique de France (2017), *Revue Géologues* n° 192, mars, pp. 105-117. <https://www.geosoc.fr/publication/geologues/sommaires-et-resumes.html>

NOTES

1. Nom d'une araignée d'eau qui tisse sous l'eau une cloche de soie qu'elle remplit d'air.
2. Nombreux sont les journalistes et analystes qui reprennent les statistiques officielles pour parler du pays qui posséderait les plus importantes réserves au monde, supérieures à celle de l'Arabie, alors que les études de Rystad Energy conduisent à des estimations représentant le quart ou moins des données officielles.
3. Cf. Babusiaux et Bauquis (2017).
4. Dans la plupart des pays hôtes, les taux d'imposition sur l'amont pétrolier sont très élevés, de l'ordre de 70 % à 80 %.
5. Cf. Babusiaux et Bauquis (2019).
6. Pour les scénarios AIE et BP, la fin de la période d'étude est 2040. Shell publie un scénario, «Sky» dont la fin de période est 2100. Il fait apparaître une demande pétrolière mondiale poursuivant son déclin après 2040, retrouvant grosso modo en 2050 le niveau de la demande de 2000, le déclin s'accélérait au cours des décennies suivantes.
7. «*If we don't want to become dinosaurs, we'll have to adapt ourselves otherwise we could disappear... Total's response to the energy transition involves a shift in growth priorities toward gas, electricity and renewables.*» Patrick Pouyanné, PDG, Total, Oil and Money conference, Londres, octobre 2019.
«... *energy companies that do not collaborate in the fight against climate change under the 2015 Paris agreement risk going out of business. Climate change is the biggest challenge facing the energy industry.*» Ben van Beurden, CEO, Shell, Oil and Money conference, Londres, octobre 2019.
8. EXXON, Shell, ENI, Elf, Total avaient étudié différents projets et pris des intérêts dans le nucléaire.