

Rédigé le 01 juin 2018 30 minutes de lecture

Regards économiques

Enjeux et prospective

Économie | Évaluation technico-économique

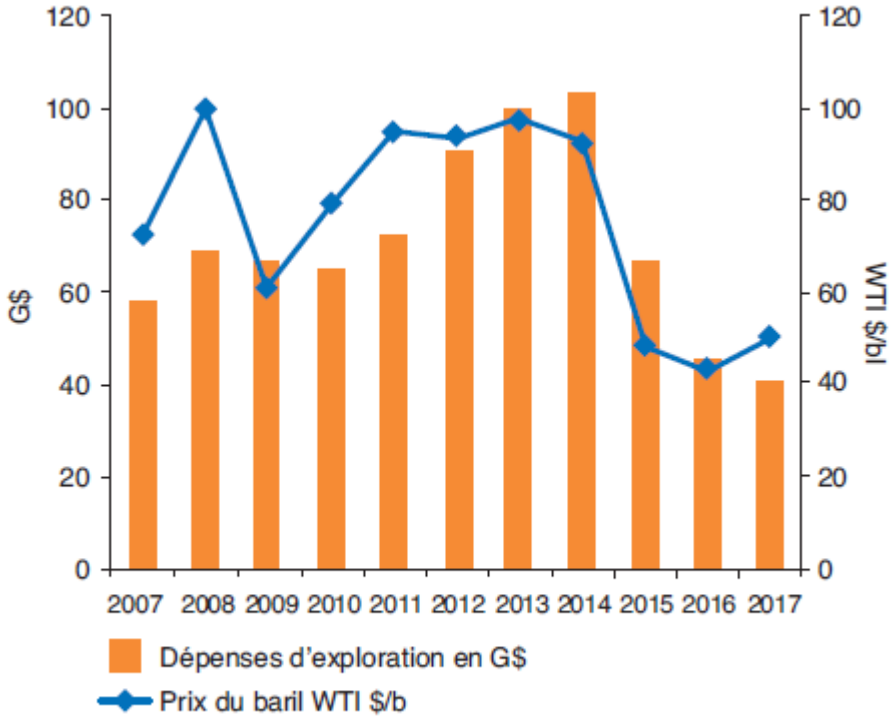
En 2017, les dépenses d'exploration pour le pétrole et le gaz baissent de 10 % alors qu'apparait une légère reprise des investissements E&P (+ 4 %). Malgré plus de 200 découvertes, les volumes mis au jour en 2017 ont diminué de 13 % sur un an, ne représentant plus qu'environ 11 milliards de barils équivalent pétrole (Gbep) de gaz et de liquides. Les grandes découvertes se font plus rares que dans le passé. La plus importante, en 2017, est un gisement de gaz au large du Sénégal (2,7 Gbep). De nouvelles provinces continuent cependant de voir le jour. Après les grandes découvertes gazières de la Méditerranée orientale et de l'Afrique de l'Est, c'est l'offshore mauritanien et le Guyana qui se concrétisent. Globalement, l'offshore occupe une place prépondérante, avec les plus grosses découvertes et 75 % des nouveaux volumes de l'année. Le gaz, de son côté, représente environ 50 % des volumes découverts.

DÉPENSES D'EXPLORATION MONDIALES

Pour 2017, IFPEN estime les dépenses d'exploration dans le monde à 41 G$, soit une baisse de 10 % sur un an. Depuis le pic à 100 G$ atteint en 2014, les dépenses ont lourdement chuté de 35 % en 2015 et 33 % en 2016, suivant en cela l'évolution du cours du baril (fig. 1).

La légère hausse de 4 % des investissements amont (exploration et production) mondiaux constatée en 2017 (rapport IFPEN sur “les investissements parapétroliers en 2017”) n’a que modérément profité aux dépenses d’exploration, l’essentiel des investissements E&P mondiaux portant sur le développement des bruts non conventionnels aux États-Unis.

Cette baisse de l’exploration, exprimée en dollars, est cependant à pondérer par la chute des coûts E&P de l’ordre de 30 à 50 % depuis 2015, selon les secteurs.

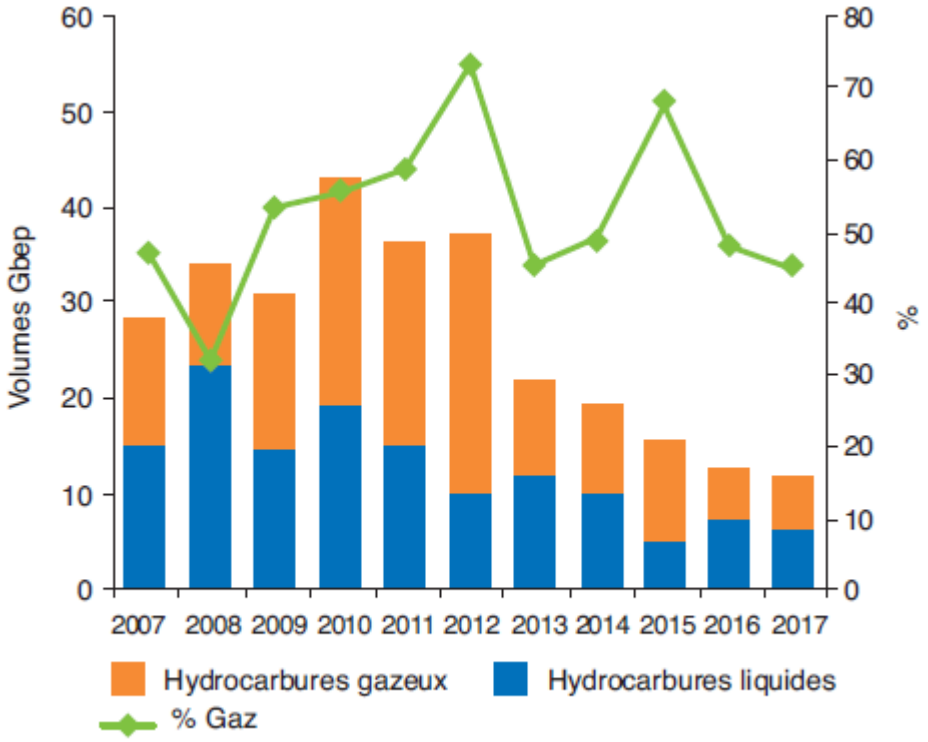


Source : IFPEN

Fig. 1 – Évolution des dépenses d’exploration et du prix du baril WTI entre 2007 et 2017

VOLUMES D’HUILE ET DE GAZ DÉCOUVERTS

Entre 2010 et 2014, les dépenses en exploration avaient crû de près de 60 %. Pourtant, les volumes découverts n’avaient cessé de décliner, passant de près de 40 Gbep en 2010 à moins de 20 Gbep quatre ans plus tard (fig. 2).



Source : IFPEN, WoodMackenzie

Fig. 2 – Estimation des volumes de liquides et de gaz (en Gbep) découverts entre 2007 et 2017

Entre 2015 et 2017, le cycle des dépenses et investissements en amont s'est inversé et a provoqué une chute des dépenses d'exploration de 60 %. En 2017, on estime les volumes découverts autour de 11 Gbep, soit une baisse de 13 % sur un an et une division par deux par rapport à 2013.

Le nombre de découvertes n'est cependant pas en cause, car plus de 200 ont été recensées en 2015, 2016 et 2017. La tendance baissière est principalement imputable au nombre réduit de découvertes géantes, de l'ampleur de l'antésalifère brésilien (à partir de 2006) ou encore du bassin de Rovuma au Mozambique et en Tanzanie (en 2010). En 2016 et 2017, la part des volumes gazeux découverts varie entre 45 et 48 %, soit quasiment la moitié du total (pétrole et gaz) des volumes découverts.

En dollars courants, et par baril équivalent découvert, on note une baisse du coût d'exploration exprimé de 5,5 $bep à 3,5 $/bep entre 2015 et 2017. La chute du coût des services en E&P avoisine 50 % sur la même période. Sur les trois dernières années, on peut donc estimer que la découverte d'un baril équivalent pétrole nécessite 15 % d'effort supplémentaire en exploration. En effet, les zones explorées sont de plus en plus profondes et complexes d'un point de vue géologique.

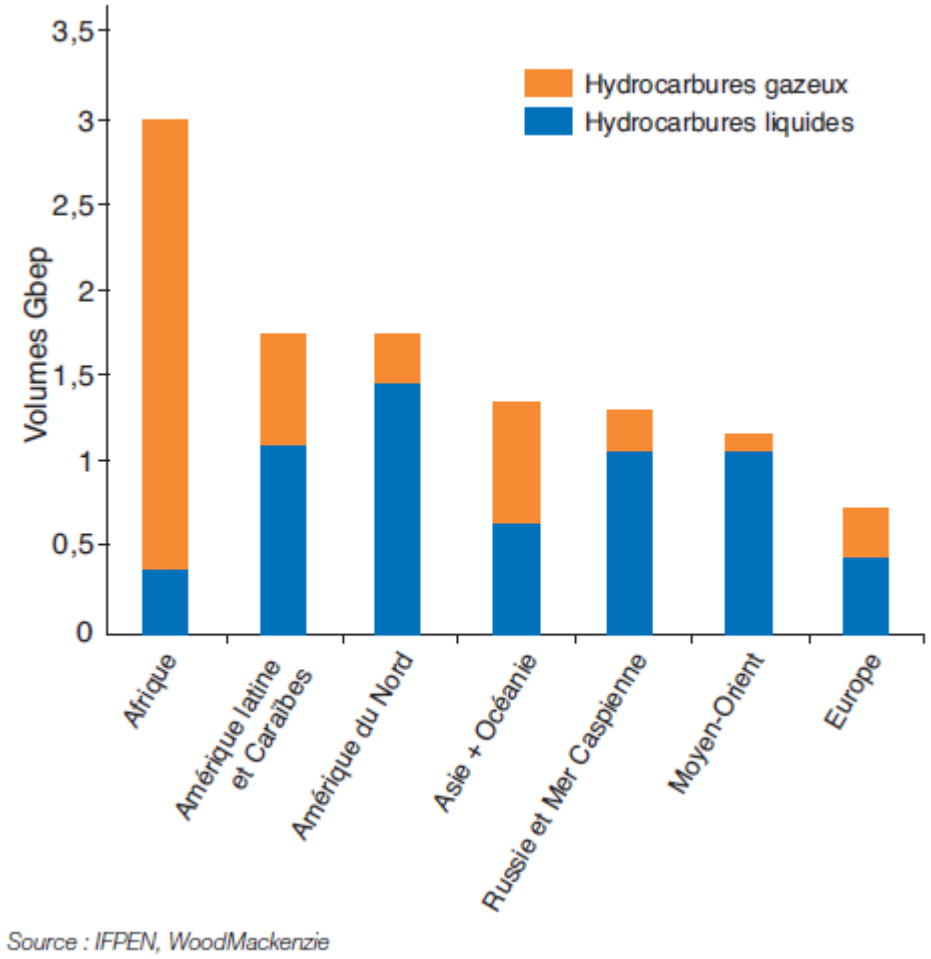
En 2017, avec une production mondiale d'huile de 98 Mb/j, soit 36 Gb/an, les découvertes d'huile (6 Gb) sont très loin de compenser la production annuelle. Compte tenu de la déplétion des champs existants (3,5 % par an), le secteur pétrolier doit remplacer 3 Mb/j annuellement (1,1 Gb/an), soit l'équivalent de la production de la mer du Nord, tout en satisfaisant également la croissance de la demande (0,54 Mb/j soit 0,2 Gb/an selon BP Energy Outlook). Au total, en faisant le bilan sur 2017, il manque 36 + 1,1 + 0,2 – 6, soit 31,3 Gb qui seront puisés dans les 1 700 Gb de réserves prouvées

d’huile.

Cette tendance de court terme doit, cependant, être relativisée par le fait que les réserves prouvées mondiales de pétrole ont augmenté de 23 % en 10 ans (BP Statistical Review), conduisant à 52 ans le ratio des réserves prouvées sur la production. La réévaluation, au cours du temps, des réserves des champs, grâce à une meilleure connaissance des réservoirs, permet de découvrir des champs satellites et de reconsidérer les volumes en place. D’autres réévaluations peuvent être politiques et/ou intégrer des réserves de bruts lourds ou non conventionnels. D’autre part, l’EOR (récupération assistée du pétrole) par injection de gaz (CO_2 et HC) et les méthodes thermiques contribuent à hauteur de 3 Mb/j à la production globale.

LES PRINCIPALES DÉCOUVERTES DE 2017 PAR RÉGION

L’Afrique se classe, en 2017, au premier rang (fig.3) des découvertes mondiales avec 27 % des volumes, en baisse néanmoins de 9 % sur un an. La découverte gazière supergéante de Yakaar (tab.1) au Sénégal (424 Gm^3 de gaz soit près de 2,7 Gbep) par Kosmos BP confirme l’ampleur du système pétrolier au large du Sénégal et de la Mauritanie. Après la découverte de gaz de Marsouin (42 Gm3) en 2015, puis de Tortue (212 Gm^3) en 2016, ce nouveau gisement, situé à 40 km à l’ouest de la précédente découverte de Téranga (141 Gm^3) en 2016, pourrait justifier la création d’un second *hub* de GNL.



Source : IFPEN, WoodMackenzie

Fig. 3 – Volumes découverts par zone géographique en 2017

Image not found or type unknown

Tableau 1 – Les dix premières découvertes de 2017

Les autres découvertes en Afrique sont comparativement mineures. Les plus importantes dans cette zone remontent à 2015 avec celle de Zohr (3,9 Gb) en Égypte, par ENI. On note, par ailleurs, une nette baisse de l'exploration dans le Golfe de Guinée et en Afrique de l'Est.

En matière de découvertes pétrolières et gazières, l'Amérique du Sud est à quasi-égalité avec l'Amérique du Nord comme deuxième région la plus prolifique, avec 16 % des volumes. Par rapport à 2016, l'Amérique du Sud double le volume de ses découvertes. Au Guyana, ExxonMobil a réalisé, en 2017, deux découvertes supplémentaires de pétrole sur le block de Stabroek avec le puits Turbot-1 (350 Mbep) foré à 50 km du projet de Liza et le puits Snoek-1 (350 Mbep). Le champ de Liza avait été découvert en 2015 grâce à l'étude des marges conjuguées de l'Afrique de l'Ouest et de l'Amérique du Sud. En 2016, les découvertes s'étaient enchaînées avec Payara (500 Mbep) et Liza Deep (200 Mbep). L'ensemble du block de Stabroek pourrait recéler entre 2,5 et 2,75 Gbep. L'exploitation de ce pétrole pourrait changer la donne pour le Guyana, l'un des plus pauvres d'Amérique du Sud. Au

Surinam voisin, l'exploration est très active.

Au Brésil, Petrobras continue l'exploration antésalifère dans le bassin de Campos et a mis au jour 300 Mbep sur le champ de Marlim et 200 Mbep sur Marlim Sul (puits de Poraque Alto). Ce bassin mature a l'avantage de posséder les infrastructures nécessaires au développement des réserves.

En Colombie, Anadarko a mis en évidence 42 Gm^3 de réserves de gaz, suite au puits d'exploration Gorgon-1 dans le sud-ouest des eaux territoriales de la mer des Caraïbes. En 2015, Anadarko avait déjà trouvé, sur le même bassin (Sinu), 28,3 Gm^3 de gaz sec en forant le puits Kronos-1. Pour ce pays, il s'agit des plus grandes découvertes depuis Cuisiana et Cupiagua en 1989 ; elles devraient permettre de pallier les réserves en gaz déclinantes du pays.

L'Amérique du Nord est la troisième région en termes de découvertes (1,7 Gbep) avec 16 % des volumes. En 2016, l'Alaska avait déjà permis de faire deux importantes découvertes avec Tulimaniq (1,8 Gbep) et Willow (300 Mbep). En 2017, le bassin de North Slope reste prolifique avec la découverte de Horseshoe (500 Mbep). Au Mexique, les volumes mis au jour sont en mer avec le champ d'huile de Zama (500 Mbep) et à terre avec le champ de gaz d'Ixachi (38 Gm^3).

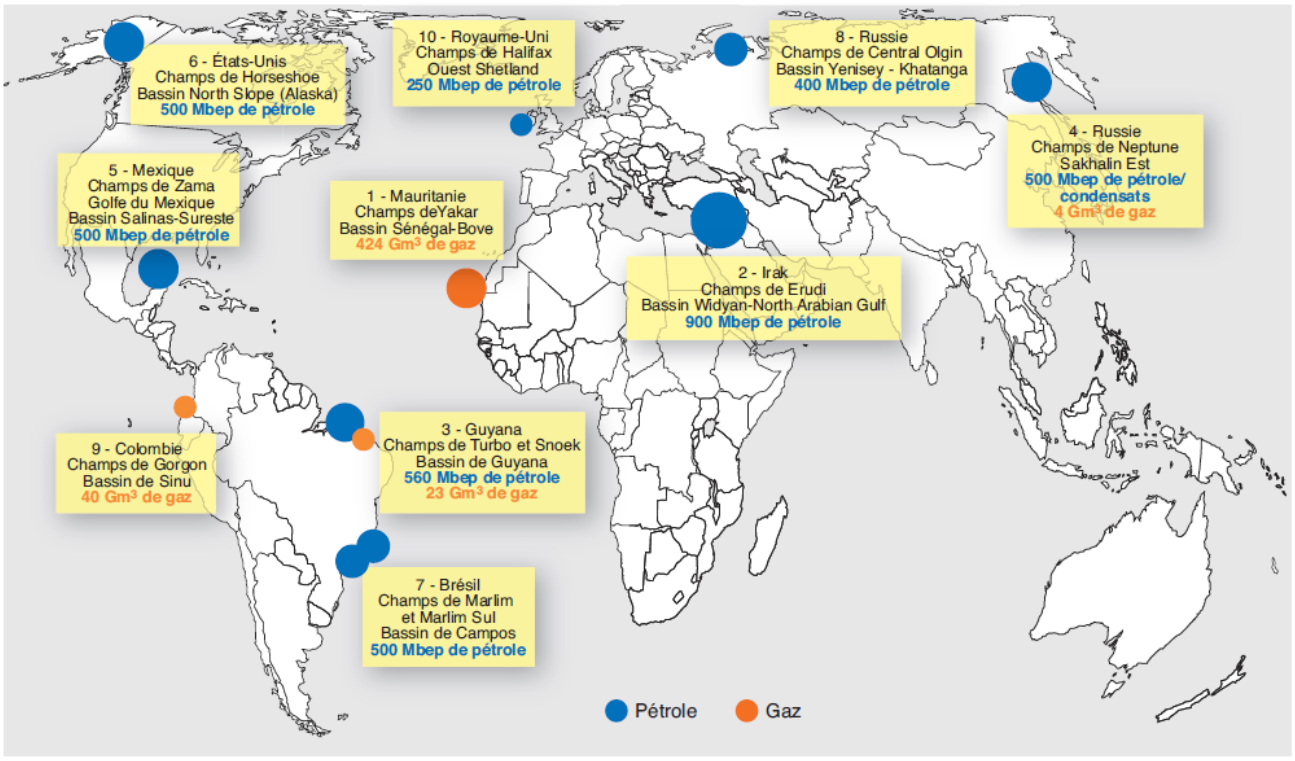
La Russie, avec 12 % des découvertes annuelles en 2017, augmente de 50 % les volumes découverts de pétrole et de gaz. Gazpromneft a trouvé un gros gisement d'huile (537 Mbep) sur le champ de Neptune en mer d'Okhotsk, dans le bassin de Sakhaline Est ; de même Rosneft, en mer de Laptev, sur le bassin de Yenisey–Khatanga (400 Mbep). Les autres découvertes en dehors de la Fédération de Russie sont mineures et concernent des champs de gaz à terre, au Turkménistan (Uzynada Deep et Osman).

Les volumes découverts en Asie affichent une hausse de 70 % par rapport à 2016. Ainsi, 1,3 Gbep a été mis au jour, soit 12 % du total mondial. Ce montant comprend 250 Mbep de *shales* (Dinhye et Yuxi-Zu) découverts en Chine, soit environ un tiers des découvertes de ce pays. Les autres découvertes, au nombre de 45, proviennent majoritairement de Chine (500 Mbep), mais aussi de Birmanie (160 Mbep), d'Indonésie (116Mbep), d'Inde (100 Mbep) et du Pakistan (86 Mbep).

Le Moyen-Orient, avec 1,1 Gbep, représente 10 % des volumes mis au jour, en baisse de 50 % par rapport à 2016. Néanmoins en 2017, en Irak, à 150 km à l'ouest de Bassora, Lukoil a réalisé à terre une découverte d'huile d'ampleur (tab.1) sur le champ d'Eridu (900 Mbep). Les autres découvertes sont plus petites et proviennent principalement d'Oman (205 Mbep) avec la découverte de 14 Gm3 de gaz à Mabrouk NW et, en Iran, avec la découverte de 50 Mbep d'huile à Araya. Comparé à 2016, deux fois moins de pétrole et gaz ont été découverts dans cette région et quatre fois moins qu'en 2015. Compte tenu du prix modéré du baril de pétrole en 2017, le Moyen-Orient, qui possède les plus grandes réserves mondiales, n'a pas pour priorité d'investir en exploration pour accroître ses réserves. Ceci d'autant plus que cette région dispose aussi de ressources non conventionnelles qui pourront être développées ultérieurement. Le petit archipel de Bahreïn, à la production déclinante, a annoncé, début avril 2018, la découverte de gigantesques ressources de pétrole de schiste susceptibles d'entrer en production d'ici cinq ans. Un premier puits devrait être foré cet été pour évaluation.

L'Europe est en dernière position avec seulement 7 % des volumes découverts en 2017, soit 20 % de moins, comparé à 2016. Néanmoins, la découverte au Royaume-Uni, à l'ouest des Shetlands, du champ d'huile d'Halifax (250 Mbep) fait partie des dix plus importantes découvertes de 2017. En Norvège, la mer de Barents concentre plusieurs découvertes de pétrole et gaz, dont Filicudi

(70 Mbep), Korpfjell (60 Mbep) et Kayak (40 Mbep). À Chypre, Total a découvert, en eau profonde, 90 Mbep de gaz sur Onisiforos.

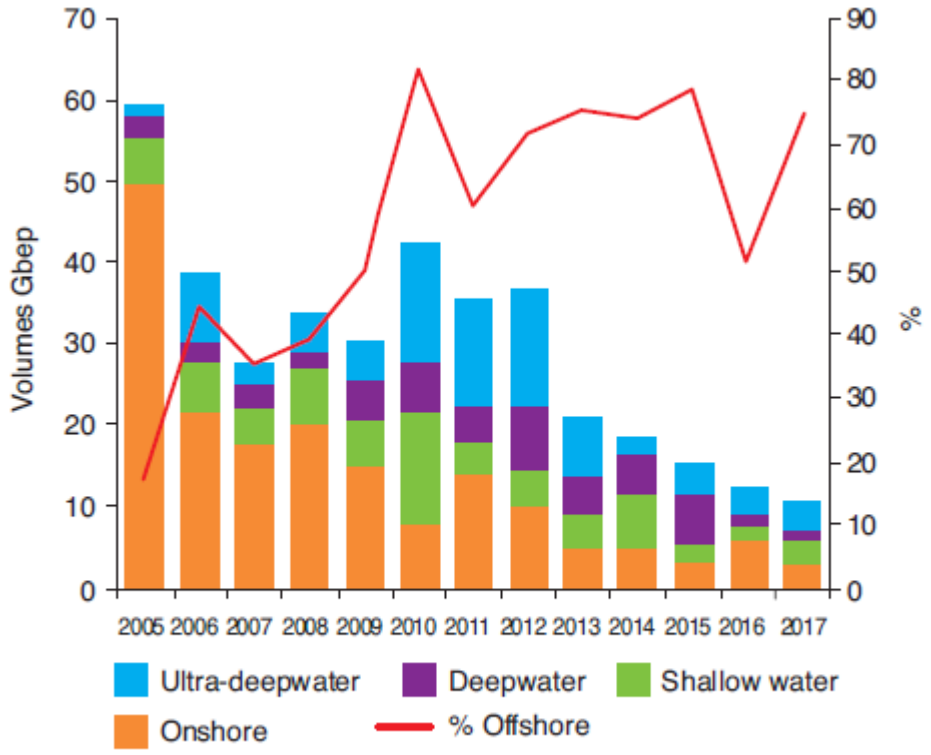


Source : IFPEN, WoodMackenzie

Fig. 4 – Les dix premières découvertes de 2017 en pétrole et gaz

IMPORTANCE DE L'OFFSHORE DANS LES VOLUMES DÉCOUVERTS

Depuis 2010, la majorité des découvertes (75 %) est réalisée en mer (fig. 5). En 2017, 14 champs ont été mis au jour en offshore ultra-profond, c'est-à-dire à plus de 1 500 m d'eau. L'offshore ultra-profond représente 4 Gbep soit 36 % des volumes découverts. On retrouve trois des dix plus importantes découvertes de 2017 dont deux à plus de 2 000 m d'eau : Gorgon en Colombie et Yakaar au Sénégal, puis entre 1 500 et 2 000 m d'eau : Snoek et Turbot au Guyana.



Source : IFPEN, WoodMackenzie

Fig. 5 – Évolution du type de découvertes depuis 2005 et parts de l'offshore

L'offshore profond offre la possibilité de découvrir encore de nouvelles provinces à développer. Ceci profite principalement aux majors, compte tenu du coût des forages et du développement des projets, mais aussi aux grosses compagnies indépendantes qui prennent le risque de l'exploration.

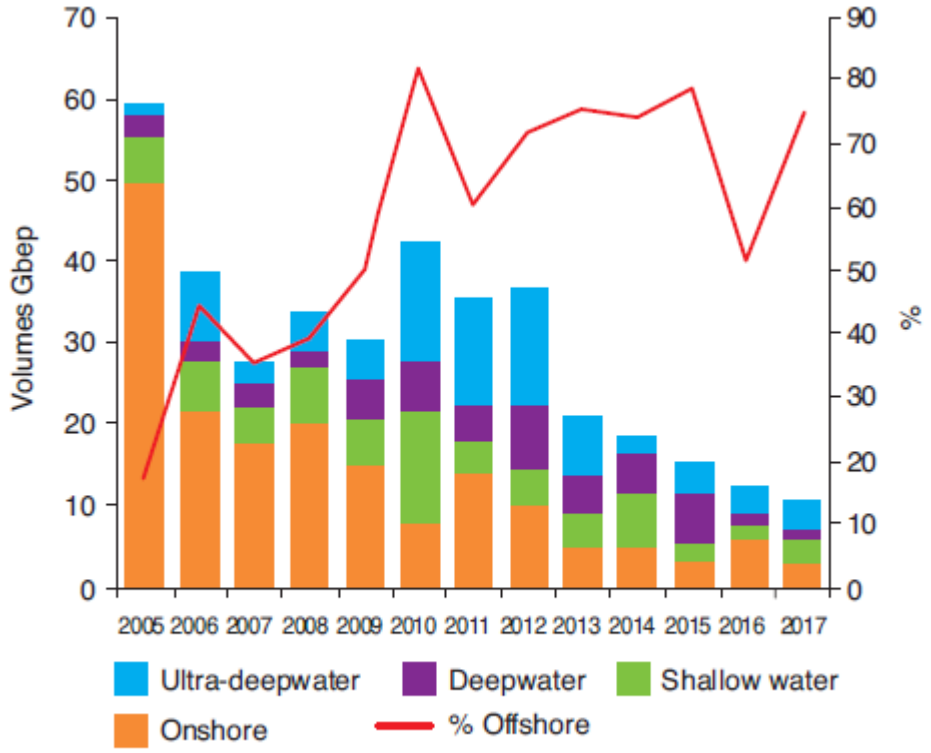
Certaines grandes compagnies nationales comme Petrobras et Statoil, qui bénéficient de ressources maritimes importantes, ont développé les technologies nécessaires à la production à grande profondeur et en conditions difficiles (HP, HT).

VOLUMES DÉCOUVERTS PAR OPÉRATEUR

En 2017, BP a réalisé les plus grosses découvertes avec près de 2 Gbep de gaz (fig. 6) répartis au Sénégal (Yakaar), à Trinidad et Tobbago (Savannah et Macadamia), et en Égypte (Quatameya). ExxonMobil vient en deuxième place, grâce à trois découvertes au Guyana (Snoek, Turbot et Ranger) et deux en Afrique : au Nigeria (Erha Northeast Deep) et en Guinée équatoriale (Avestruz) ; il s'agit principalement d'huile en offshore profond ou ultra-profond. Les volumes découverts par Lukoil viennent quasi-exclusivement de la grande découverte à terre, en Irak, du champ d'Iridu. De même, la 4e place de Gasprom découle principalement de la découverte, à Sakhaline, du champ d'huile et de gaz de Neptune. Petrobras doit son succès aux deux découvertes d'huile offshore du bassin de Campos (Marlim et Marlim Sul). CNOOC réalise, en cumulé, 0,45 Gbep avec 15 découvertes d'huile, de tailles moyennes, principalement dans les zones offshore chinoises. Rosneft est à l'origine de la découverte d'huile offshore d'Olginskoye. Armstrong doit sa place à l'unique découverte de

Horseshoe, en Alaska. Hess bénéficie des 30 % de participation sur les découvertes du Guyana faites avec ExxonMobil, de même que Nexen à hauteur de 25 %. Hurricane Energy est à l'origine de la découverte d'huile de Halifax dans les Shetlands.

En 2017, les découvertes ayant nécessité les plus gros investissements proviennent des sociétés nationales : Pemex, Statoil, Petrobras, CNOOC. Les efforts de Pemex, avec plus de 800 M$ dépensés, ont donné peu de résultats : uniquement la découverte à terre d'Ixachi (Zama a été découvert en offshore par Talos Energy). Pour donner un ordre d'idée, un forage en mer profonde peut coûter entre 100 et 200 M$, contre dix fois moins à terre.



Source : IFPEN, WoodMackenzie

Fig. 6 – Volumes d'hydrocarbures découverts en 2017 par compagnie

FACTEURS LIMITANT LE RECOURS À L'EXPLORATION

Pour accroître ses réserves et sa production, un opérateur peut aussi opter pour une stratégie de fusion ou d'acquisition d'un autre opérateur. Ainsi Total, en achetant Maerk Oil pour 7,5 G$, augmente ses réserves de 1 Gbep et sa production de 160 000 bep/j.

Contrairement à la mise en production des hydrocarbures conventionnels, le développement des pétroles et gaz de schiste aux États-Unis s'est fait sans recourir à de grandes campagnes d'exploration sismique. L'opérateur apprend à connaître son réservoir et à estimer ses réserves, à chaque forage.

Les grandes compagnies nationales disposent de réserves considérables par rapport à leur production annuelle. Ainsi, au Moyen-Orient, elles n'ont pas d'obligation à dépenser des milliards en exploration alors que leur ratio R/P est élevé et qu'il y a nécessité pour les pays de l'Opec de réduire la production.

CONCLUSION

En trois ans, la chute des dépenses d'exploration est de 60 %. Elle est directement liée à la baisse des investissements des opérateurs pétroliers et gaziers qui ont subi une division par deux du prix du baril depuis 2014.

La fusion ou l'achat d'un opérateur par un autre est une stratégie qui permet d'acquérir et de compléter un portefeuille de réserves en limitant le recours à l'exploration et les risques d'échec. D'autre part, l'essor de la production des pétroles et gaz de schiste se fait sans besoin de campagne d'exploration intensive. Les grandes compagnies nationales du Moyen-Orient qui regorgent de réserves n'éprouvent pas le besoin, dans l'immédiat, de les renouveler.

Au total, avec plus de 200 découvertes, les volumes mis au jour en 2017 ont diminué de 13 % sur un an et représentent de l'ordre de 11 Gbep de gaz et de liquides. Les grandes découvertes se font plus rares que dans le passé. La découverte la plus importante en 2017 est un gisement de gaz au large du Sénégal (2,7 Gbep). Cependant, de nouvelles provinces voient le jour en permanence. Après les grandes découvertes gazières de la Méditerranée orientale et de l'Afrique de l'Est, l'offshore mauritanien et celui du Guyana se développent.

La part du gaz se situe depuis deux ans à près de 50 % des volumes découverts. L'offshore occupe une place prépondérante dans l'exploration, avec 75 % des volumes mis au jour. C'est là que sont les plus grosses découvertes.

Pour 2018, on constate, d'ores et déjà, des découvertes importantes comme celle de Ballymore faite par Total par 2 000 m d'eau dans la partie est du Golfe du Mexique américain ; ou celle de Bahreïn où de gigantesques ressources en pétrole de schiste devraient être forées pour évaluation.

Sylvain Serbutoviez – Sylvain.Serbutoviez@ifpen.fr

Manuscrit remis en juin 2018

Nouvelles découvertes de pétrole et gaz 2017
01 juin 2018

Lien vers la page web :