

Les hydrocarbures offshore

Les progrès technologiques permettent la production de champs d'huile et de gaz en mer par des profondeurs de plus en plus importantes (3 000 m). Les investissements liés à ces activités offshore sont évalués à 100 G\$ par an, soit le cinquième des investissements réalisés dans l'exploration et le développement pétrolier mondial. La crise économique de fin 2008 ainsi que l'accident du puits de Macondo sont cependant venus perturber momentanément cette course à l'offshore profond.

On recense quelques mises en production en Azerbaïdjan et au Venezuela entre 1920 et 1930, mais l'extraction d'hydrocarbures à grande échelle en offshore a réellement démarré dans les années 50 dans le golfe du Mexique. Les plates-formes étaient situées sur les côtes du Texas par quelques dizaines de mètres d'eau et n'avaient pour fonction que de supporter la tête de puits.

Suite au premier choc pétrolier de 1973, il est devenu indispensable aux gouvernements, notamment européens, de renforcer leur indépendance énergétique face aux nationalisations des champs du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord et à l'envolée du prix du baril.

Les pays bordant la mer du Nord, comme le Royaume-Uni et la Norvège, ont donc commencé à développer leurs réserves par des profondeurs de 100 à 150 m d'eau.

Actuellement, les grandes compagnies sont des opérateurs particulièrement actifs en matière de développement offshore. En raison des difficultés croissantes qu'elles ont pour accéder à de nouvelles réserves conventionnelles, elles se tournent vers des développements plus complexes comme l'offshore profond pour assurer leur croissance et l'augmentation de leur production.

Le maintien du prix du baril à un niveau élevé permet le recours à des technologies plus avancées et coûteuses, nécessaires au développement de ces prospects.

Il faut également souligner le rôle très important joué par Petrobras, en particulier dans l'offshore brésilien.

Les réserves et la production d'hydrocarbures offshore

Les zones en mer représentent en 2010 près de 650 milliards de barils équivalent pétrole (Gbp) (figure 1), soit 20 %

des réserves mondiales de pétrole découvertes et restantes. Pour le gaz, elles concentrent 25 % des réserves découvertes et 28 % des réserves restantes. L'offshore représente donc pour les compagnies pétrolières un enjeu incontournable, mais aussi de multiples défis technologiques, compte tenu des profondeurs d'eau et des hautes pressions rencontrées.

En 2010, l'offshore a fourni 23,6 millions de barils par jour (Mb/j) de pétrole, soit 30 % de la production mondiale, et 2,4 milliards de mètres cubes par jour (Gm³/j) de gaz, soit 27 % de la production mondiale (figure 2). Cette part est encore plus importante pour les pays non-OPEP.

Après la crise économique et financière de 2008, la baisse de la demande mondiale en hydrocarbures a été suivie par une baisse de la production offshore de pétrole de 6 % par rapport à 2010. En 2008, la production de pétrole offshore était de 25 Mb/j.

Comparativement, la production offshore de gaz n'a baissé que plus tardivement, en 2009, de 2,4 % par rapport à 2010.

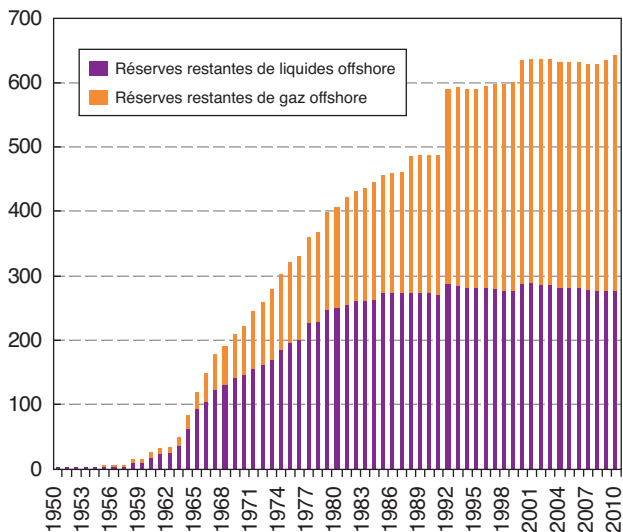
Deux zones représentent plus de 20 % de la production mondiale de pétrole offshore : le Moyen-Orient (22 %) dont la production est située principalement dans des faibles profondeurs d'eau (moins de 200 m) et l'Afrique de l'Ouest (20 %) avec le Nigeria, l'Angola et maintenant le Ghana (figure 3).

L'Europe, avec la mer du Nord et ses champs matures, représente encore 17 % de la production mondiale en mer.

L'Amérique du Sud, avec 16 % de la production mondiale, devrait voir sa part augmenter fortement dans les années à venir compte tenu des énormes investissements réalisés pour le démarrage des grands champs brésiliens sub-salifères comme Lula.

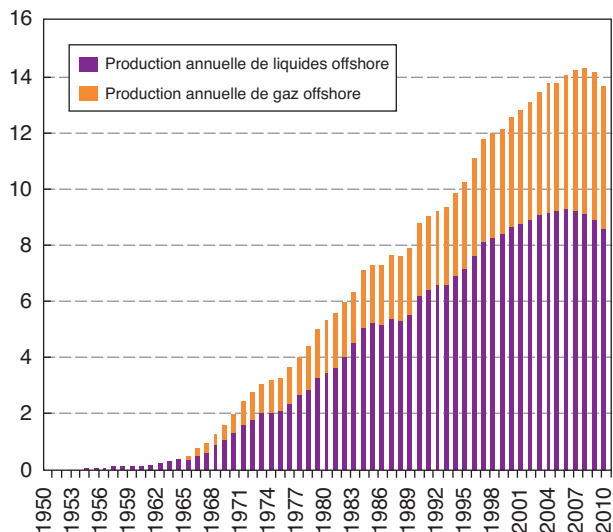
Les hydrocarbures offshore

Fig. 1 – Évolution des réserves offshore de pétrole et de gaz en Gbep



Sources : IFP Energies nouvelles (IFPEN), IHS energy

Fig. 2 – Évolution des productions offshore de pétrole et de gaz en Gbep annuel

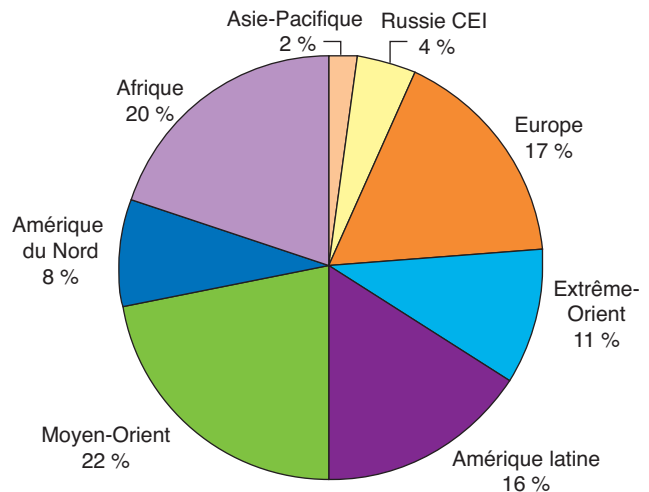


Sources : IFPEN, IHS energy

En matière de production de gaz (figure 4), l'Europe avec la mer du Nord, reste, malgré la baisse de production, le premier contributeur offshore, à égalité avec l'Extrême-Orient.

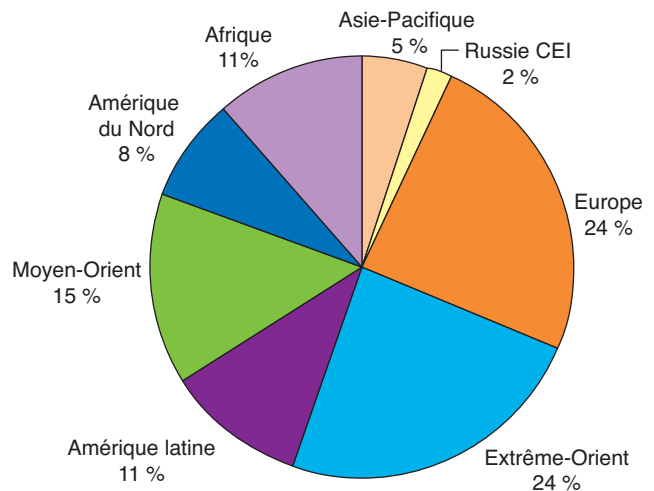
Le Moyen-Orient représente 15 % de la production, mais cette part pourrait augmenter avec les récents développements au large d'Israël et les gros efforts d'exploration dans la région méditerranéenne Est (offshore au Liban, en Syrie, à Chypre et en Égypte).

Fig. 3 – Répartition mondiale de la production de pétrole offshore



Source : IFPEN

Fig. 4 – Répartition mondiale de la production de gaz offshore



Source : IFPEN

Le développement de l'offshore profond et ultraprofond

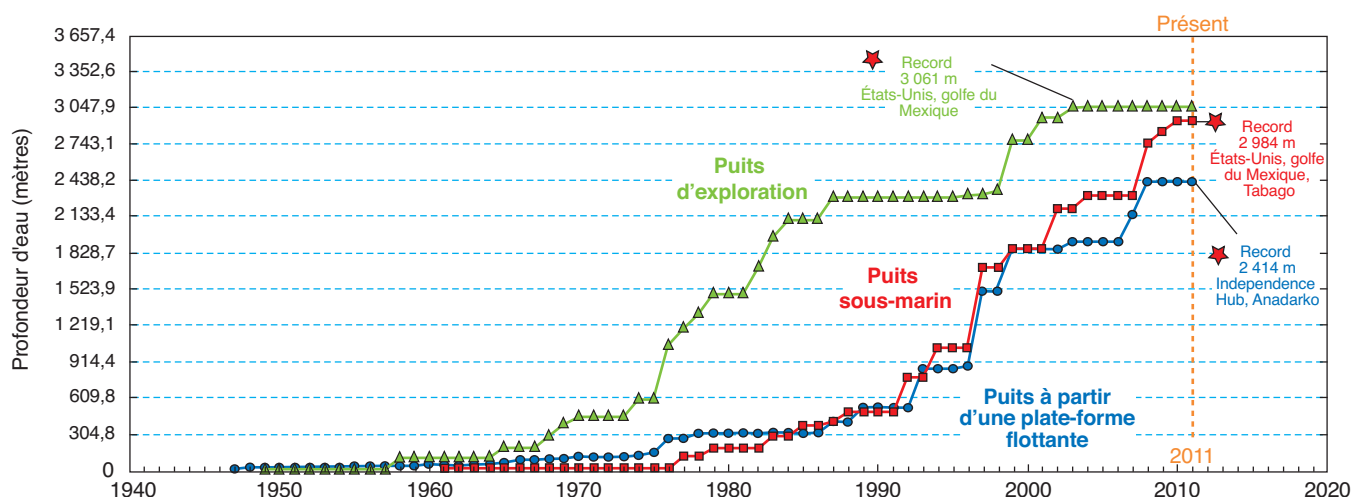
Nous appellerons ici "offshore profond" les zones situées par plus de 1 000 m d'eau et "ultraprofond" celles au-delà de 1 500 m d'eau.

Les progrès technologiques en matière d'exploration, notamment l'imagerie sous des formations qui généralement font écran (sel, basalte, etc.), ou en géologie complexe, ont rendu possible la mise à jour de nouvelles réserves offshore (figure 5).

Ces découvertes sont cependant de tailles de plus en plus modestes et à des profondeurs d'eau de plus en plus

Les hydrocarbures offshore

Fig. 5 – Évolution depuis 1940 de la profondeur d'eau des forages d'exploration et de développement



Source : Offshore Magazine 2011

grandes. Leur mise en développement représente un défi à la fois technologique et économique.

Il est technologiquement possible de forer des puits par 3 000 m d'eau pour atteindre des réservoirs très enfouis. Les coûts de forage sont de plusieurs dizaines de millions de dollars.

En termes de nombre de découvertes et de futures réserves, 450 nouveaux champs ont été découverts dans le monde par plus de 1 000 m d'eau, dont 38 % dans le golfe du Mexique aux États-Unis, 18 % au Brésil, 26 % dans le golfe de Guinée (Angola, Nigeria, Congo Brazzaville, Guinée, Ghana) et 13 % dans la zone Asie-Pacifique (Australie, Inde, Malaisie, Indonésie, Chine). Des découvertes ont aussi été réalisées en Norvège, en Égypte, en Israël, à Trinidad & Tobago, au Canada et au Groenland.

En 2008, les réserves d'huile découvertes par plus de 1 000 m de profondeur d'eau sont estimées à 72 Gb. Elles représentent de l'ordre de 4 % des réserves mondiales. Quatre pays représentent 90 % de ces réserves (figure 6) : le Brésil, les États-Unis, l'Angola et le Nigeria.

Les 2,7 Tm³ de réserves de gaz découvertes par plus de 1 000 m d'eau sont situées dans sept pays (figure 7) : l'Australie (40 %), l'Inde, les États-Unis, l'Indonésie et le Nigeria avec 8 à 10 % chacun, puis la Chine et le Brésil avec 5 % chacun.

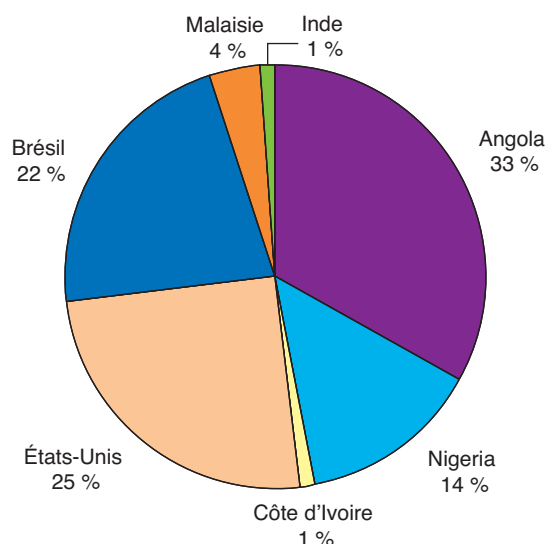
La production de pétrole par plus de 1 000 m d'eau est estimée à 3,2 Mb/j en 2008, soit 3 % de la production mondiale. Elle est localisée pour près de la moitié en Afrique de l'Ouest. La production de gaz par plus de 1 000 m d'eau représente moins de 2 % de la production mondiale et est aujourd'hui majoritairement localisée aux États-Unis. L'Australie devait démarrer la production de gaz par plus de 1 000 m d'eau en 2011 et devrait devenir dans les années à venir un acteur majeur compte tenu de l'importance de ses réserves.

Si l'on considère la production d'huile et de gaz par tranches de 500 m d'eau, on constate entre 2005 et 2010 une accélération de la production en offshore profond (entre 1 000 et 1 499 m) et ultraprofond (> 1 500 m).

Les volumes produits ont été respectivement multipliés par 3 et 3,5, alors que la production entre 500 et 1 000 m d'eau n'a progressé que d'un facteur deux.

Dans le futur, cette tendance devrait se poursuivre. La source d'information Infield (figure 8) donne une croissance de la production entre 2010 et 2015 encore plus optimiste pour l'ultraprofond, avec une multiplication par 4,5, contre 2 pour le reste de l'offshore.

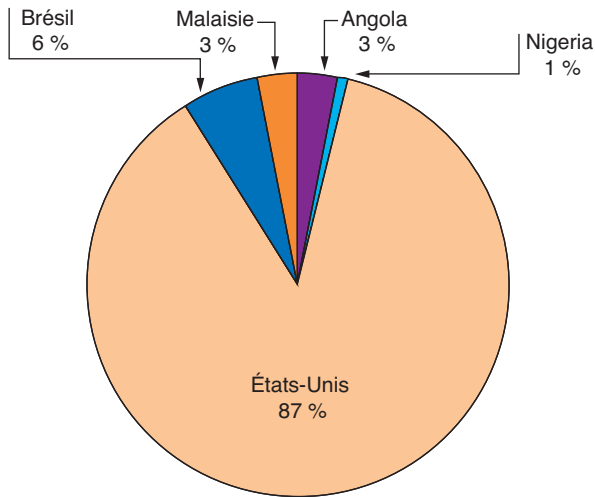
Fig. 6 – Répartition géographique de la production d'huile par plus de 1 000 m d'eau



Source : IFPEN

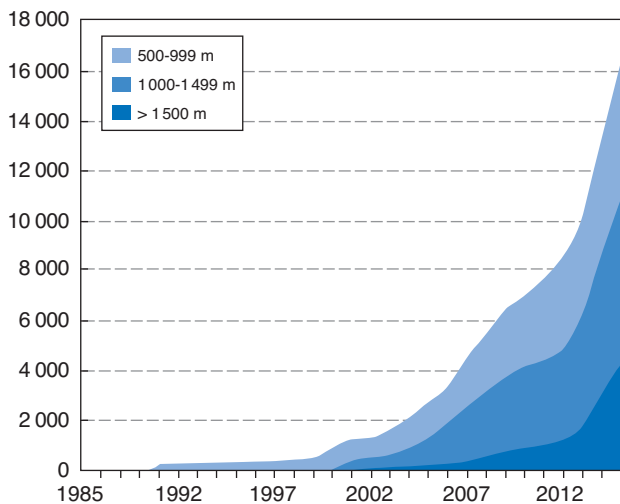
Les hydrocarbures offshore

Fig. 7 – Répartition géographique de la production de gaz par plus de 1 000 m d'eau



Source : IFPEN

Fig. 8 – Production de pétrole et de gaz par tranche d'eau de 500 m en milliers de bep/j



Source : Infield

Le forage en mer dans le monde

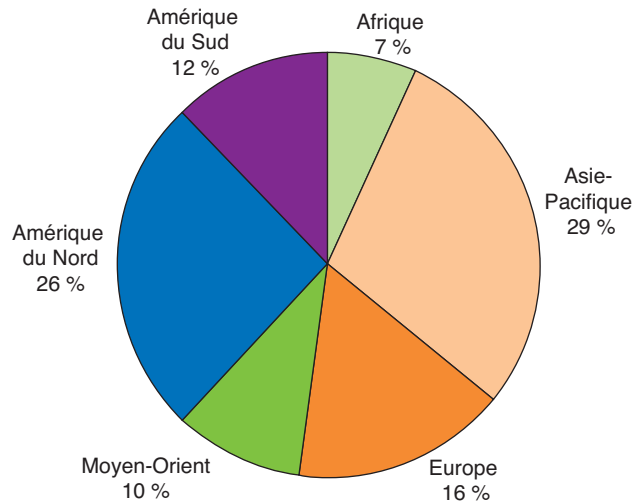
Sur les 116 000 puits forés dans le monde en 2011, 3 400 sont forés en mer, soit 3 %. Le niveau d'activité avant la crise était en 2008 de 3 500 forages.

L'Asie du Sud-Est compte pour près de la moitié de l'activité mondiale et la Chine seule pour 13 %, à égalité avec la mer du Nord. L'Afrique avec les développements du golfe de Guinée concentre 11 % de l'activité.

L'Amérique latine, avec l'essor de l'offshore brésilien, a actuellement une activité comparable à celle du golfe du Mexique, soit 9 % de part mondiale. Vient ensuite l'activité

du Moyen-Orient, à égalité avec celle de la Russie et des anciennes républiques soviétiques.

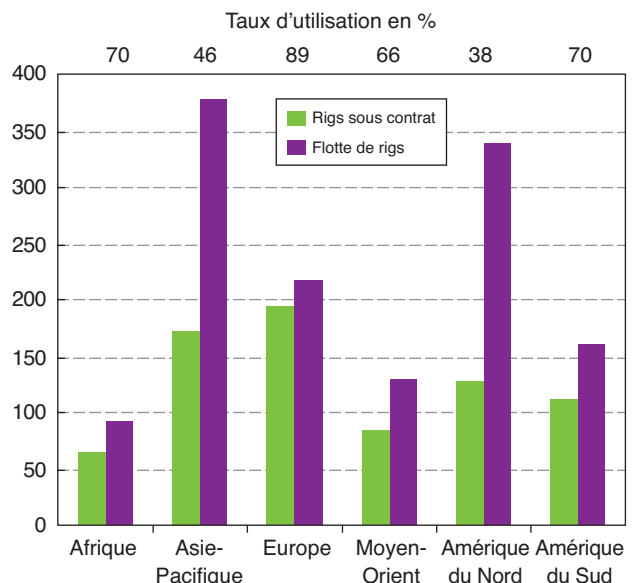
Fig. 9 – Répartition géographique de la flotte mondiale d'appareils de forage en mer



Source : IFPEN

En septembre 2011, le monde comptait une flotte d'appareils de forage en mer de 1 320 unités (jack-up, plates-formes, submersibles, bateaux de forage, etc.) dont 760 étaient en cours de forage dans le monde (figure 9), soit un taux d'utilisation de 58 % (figure 10). La crise de 2008-2009 a marqué un recul de l'activité et une baisse du taux d'utilisation de ces appareils de 15 % par rapport à 2008.

Fig. 10 – Taux d'utilisation des appareils de forage par zone géographique



Sources : IFPEN, Rigzone, septembre 2011

Les hydrocarbures offshore

Aujourd'hui, toutes régions confondues, les taux de location restent très en dessous de ceux d'avant la crise de 2008-2009. On observe cependant une stabilisation et une reprise globale des taux de location de jack-up (+ 10 %), alors que les taux de location pour l'offshore profond et les semi-submersibles reculent de 10 %.

À court terme pour 2012, avec l'intensification de l'activité d'exploration production offshore, les taux de location des rigs devraient se raffermir.

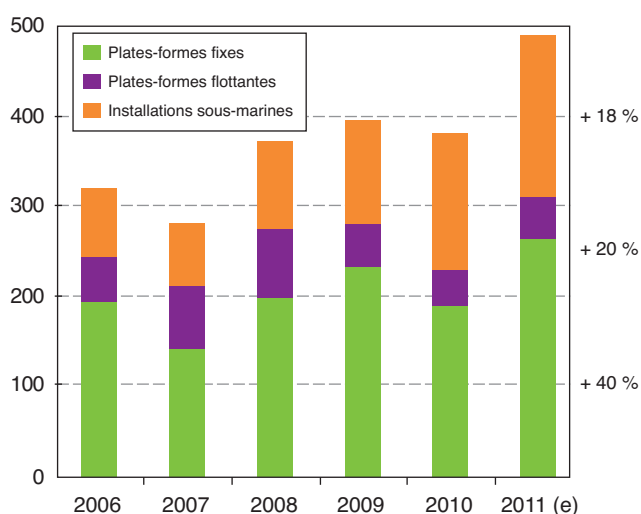
Le marché du forage offshore est estimé en 2011 à 38 G\$, il est relativement stable par rapport à 2010.

La construction offshore dans le monde

La production en mer provient de 17 000 plates-formes en opération et il se construit chaque année plus de 400 supports de production (plates-formes fixes, flottantes et sous-marines).

Depuis 2005, le nombre de constructions offshore a suivi une croissance moyenne de 15 % par an. La crise financière et économique s'est principalement traduite par une pause de l'activité en 2010 et une modération de la croissance des projets à venir qui est passée, après 2008, à moins de 5 % par an. Mais l'année 2011 devrait voir une nouvelle hausse du nombre global de constructions (figure 11).

Fig. 11 – Types de constructions offshore sur 2006-2011



Sources : IFPEN, Offshore Construction Locator

Les plates-formes fixes sont utilisées pour les profondeurs d'eau inférieures à 300 m et représentent plus de 50 % des constructions offshore. Ce type de plates-formes est particulièrement utilisé en Asie-Pacifique et au Moyen-Orient.

Les plates-formes flottantes regroupent ici à la fois les semi-submersibles et les FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), et ne représentent que 10 % des constructions offshore mondiales.

Les installations sous-marines (*subsea*) permettent de relier les têtes de puits d'un champ éloigné à un support de production existant par un raccord sous-marin. Depuis 2006, leur utilisation a été multipliée par trois. Elles sont particulièrement utilisées pour le développement de champs satellites proches de plates-formes de production existantes. Elles permettent aussi de mutualiser les coûts pour de grands développements régionaux où une seule structure flottante est alors au service de plusieurs champs de grandes tailles.

Le marché de la construction offshore a doublé entre 2005 et 2008, et est passé de 27 G\$ à plus de 50 G\$. La crise de 2009 a cassé cette dynamique, avec successivement deux années de baisse de 4 et 2 %.

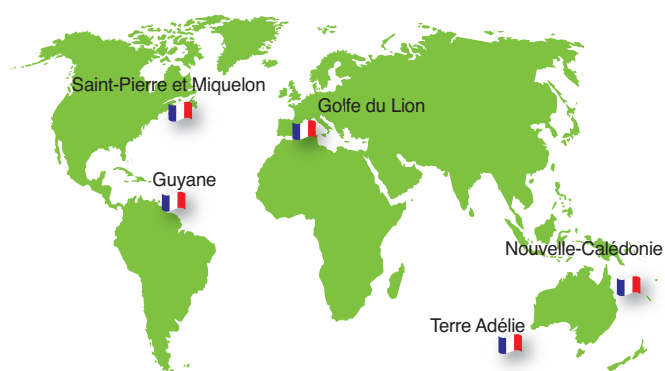
Le marché est estimé en 2011 à 56 G\$; il est comparable au chiffre d'affaires d'avant la crise.

L'offshore profond français

Avec plus de 11 millions de km², la zone économique exclusive (ZEE) française fait partie des plus grandes du monde. Elle se déploie sur de nombreux océans, avec des contextes géologiques très variés.

Les zones aux meilleurs prospects sont la Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, la Nouvelle-Calédonie et la Terre Adélie (figure 12). Pour la métropole, la partie profonde du golfe du Lion pourrait présenter un potentiel pétrolier et gazier.

Fig. 12 – Potentiel pétrolier de l'offshore profond français



Source : IFPEN

Les hydrocarbures offshore

Le potentiel de l'offshore profond guyanais était subodoré depuis les années 90. Cependant, la découverte de Jubilee au large du Ghana (système géologique proche de celui des côtes du nord-est de l'Amérique latine) a relancé l'intérêt pétrolier du secteur tant pour la qualité du système pétrolier que pour la taille des gisements à découvrir.

Cet intérêt a été confirmé en septembre 2011 avec la découverte d'hydrocarbures par Tullow sur le permis de Guyane Maritime. Total possède une participation de 25 % dans ce permis opéré par Tullow.

Localisé à environ 150 km au nord-est de Cayenne, le puits GM-ES-1 a été foré par un peu plus de 2 000 m de profondeur d'eau et atteint actuellement une profondeur de 5 711 m sous le niveau de la mer.

Compte tenu de l'importance de la structure découverte et de la possibilité de découvrir de nouveaux champs similaires, l'offshore guyanais revêt sur le plan des hydrocarbures un intérêt nouveau.

De même, le golfe du Lion apparaît aujourd'hui comme plus attractif qu'il y a quelques années. Il profite des similitudes géologiques des découvertes majeures de Tamar et Leviathan faites au large d'Israël et du Liban, ainsi que des succès de l'exploration infra-salifère au large du Brésil et dans le golfe du Mexique.

En ce qui concerne la Nouvelle-Calédonie, son potentiel pétrolier reste encore totalement à définir.

Quand à la Terre Adélie, elle semble montrer un potentiel pétrolier certain, mais aucune exploration ou exploitation pétrolière n'est envisageable à ce jour, compte tenu du Traité de l'Antarctique.

Les conséquences sur l'industrie pétrolière offshore de la catastrophe du puits Macondo

Le 22 avril 2010, la plate-forme d'exploration Deepwater Horizon sombrait, suite à une explosion et un incendie à bord, liés au dysfonctionnement du système de sécurité BOP (*Blow Out Preventer*).

Une fuite de pétrole estimée à plus de 5 000 barils par jour provoquait la formation d'une nappe de pétrole s'étalant sur 20 000 km².

La catastrophe a conduit à un moratoire sur les forages offshore profonds, à un réexamen des procédures d'allocation de permis, et un renforcement des contraintes techniques pour le forage grande profondeur d'eau et haute pression. Le Brésil et la Norvège ainsi que

d'autres pays ayant une activité en offshore profond ont également revu leurs conditions d'octroi des permis.

Les effets du moratoire ont continué à se faire sentir en 2011. L'activité de forage n'a repris que lentement depuis février. Entre février et juillet, le rythme de délivrance des permis de forage était deux fois plus faible qu'en 2009.

Cependant, l'activité devrait reprendre en 2012, avec notamment l'attribution en décembre 2011 de nouveaux permis d'exploration dans la partie offshore profonde du golfe du Mexique.

Perspectives et investissements à venir

On estime à 28 Gbep les nouvelles réserves d'huile et de gaz qui seront développées en offshore profond entre 2011 et 2015.

Ces développements nécessiteront, selon Infield, 210 G\$ d'investissements répartis comme suit : conduites et réseaux d'écoulement (38 %), complétions sous-marines (36 %) et plates-formes (20 %).

Ce montant est en augmentation de 60 % par rapport à la période 2006-2010. Pour donner un ordre de grandeur, 1 300 puits sous-marins sont programmés entre 2011 et 2015. L'essentiel des développements prévus est concentré sur trois régions : l'Afrique, le Brésil et le golfe du Mexique.

L'Afrique recevra le tiers des investissements sur la période 2011 à 2015, soit 70 G\$, en particulier pour le développement du grand pipeline en offshore profond entre l'Algérie et l'Italie, mais aussi pour le développement du système de production flottant du champ Egina de Total en Afrique de l'Ouest. Viennent ensuite l'Amérique latine avec 50 G\$ et l'Amérique du Nord avec un montant équivalent.

Six opérateurs concentreront 75 % des investissements sur 2011-2015, soit 150 G\$; il s'agit par ordre d'importance de Petrobras, Total, Chevron, BP, Shell et ExxonMobil.

En conclusion

Les hydrocarbures offshore représentent aujourd'hui un réel potentiel de réserves et de production. La récente découverte de l'offshore guyanais le confirme.

Les hydrocarbures offshore

Dans les années à venir, ce sont les développements en offshore profond et ultraprofond qui devraient représenter l'essentiel de la croissance de la production pétrolière et gazière en mer.

L'augmentation des tranches d'eau se traduira par une augmentation des investissements. Plus de 100 G\$ par an seront dépensés. Les défis technologiques posés nécessiteront des travaux de recherche et développe-

ment importants, auxquels les grands acteurs pétroliers et parapétroliers, notamment français, continueront de contribuer.

*Sylvain Serbutoviez – sylvain.serbutoviez@ifpen.fr
Manuscrit remis en décembre 2011*

Voir aussi : "Les investissements en exploration-production et raffinage en 2011" sur le site d'IFPEN :
www.ifpenergiesnouvelles.fr/publications/etudes-disponibles