

Nouvelles découvertes de pétrole et de gaz conventionnels

Les dépenses d'exploration ont augmenté fortement en 2013, comme l'année précédente. Le bilan de l'année 2014 devrait montrer une croissance plus modeste d'environ 5 %. En dix ans, les budgets d'exploration ont été multipliés par cinq, ce qui a conduit à des découvertes majeures ; mais depuis 2010, les volumes découverts baissent chaque année malgré une croissance continue des dépenses. En 2013, 17 milliards de barils d'équivalent pétrole ont été mis à jour, ce qui est inférieur à l'année précédente et à la moyenne décennale. Les premières estimations pour 2014 laissent entrevoir une stabilisation des volumes découverts au niveau de 2013. La poursuite de la baisse des découvertes en offshore au Brésil et en Afrique de l'Est, où les opérateurs ont réduit leurs programmes d'exploration, semble avoir été partiellement compensée par la montée en puissance des zones frontières, comme l'antésalifère de l'Afrique de l'Ouest ou l'Arctique russe.

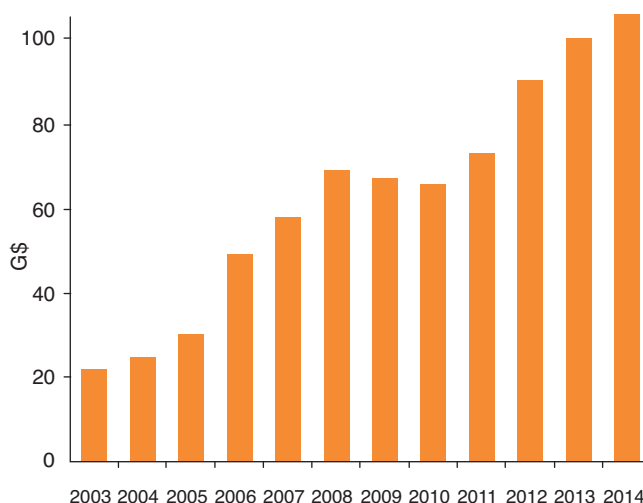
Cette fiche concerne les découvertes réalisées par l'exploration conventionnelle. Les gisements d'hydrocarbures de roche-mère et de formations peu perméables, qui sont à l'origine de la forte croissance de la production aux États-Unis, ne sont pas traités. En effet, les découvertes réalisées sur ces gisements ne font généralement pas l'objet d'annonces par les compagnies, sauf dans les premiers temps de l'exploration d'une nouvelle province. Une fois le gisement mis en exploitation, les réserves sont constamment réévaluées et augmentent avec chaque nouveau puits sans que cela ne constitue une découverte *stricto sensu*. Ainsi, les réserves de pétrole de formations peu perméables (*tight oil*) ont augmenté de 2,7 milliards de barils (Gb) aux États-Unis en 2013 (dernières données disponibles) et représentent désormais près de 30 % des réserves prouvées.

Poursuite de la hausse des dépenses d'exploration

Les dépenses d'exploration et d'évaluation ont augmenté de 11 % en 2013 après avoir crû de 24 % en 2012. En 2014, la croissance devrait continuer à un rythme plus modeste d'environ 5 % et atteindre un nouveau record à 106 G\$.

Les dépenses d'exploration ont augmenté de 60 % depuis 2010 et ont été multipliées par 5 depuis 2003 (fig. 1a).

Fig. 1a – Évolution des dépenses d'exploration



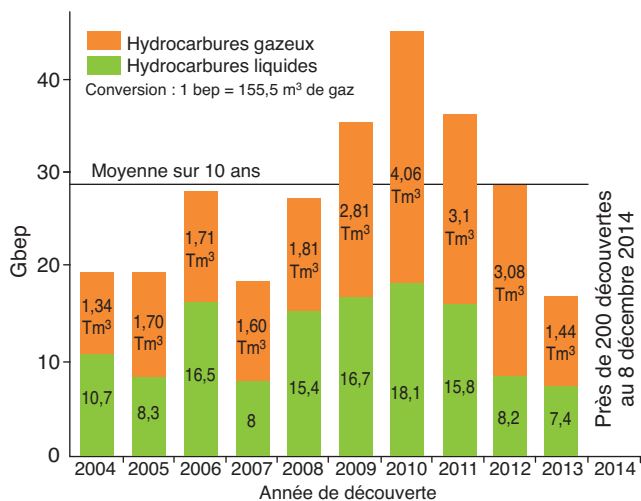
Source : IFPEN

Cette importante activité d'exploration s'est traduite par des découvertes majeures depuis 2006, en particulier

Nouvelles découvertes de pétrole et de gaz conventionnels

dans l'antésalifère brésilien et dans l'offshore de l'Afrique de l'Est, au large du Mozambique et de la Tanzanie. Mais les volumes découverts en 2013 ne devraient représenter que 17 milliards de barils d'équivalent pétrole (Gbeq) contre 28 Gbeq en 2012, soit la moitié seulement de la moyenne des cinq années précédentes et 40 % en dessous de la moyenne décennale (fig. 1b). Il faut cependant noter que cette estimation sera sûrement revue à la hausse car tous les volumes ne sont pas encore connus avec précision. Après un pic en 2010, les volumes découverts ont baissé régulièrement, ce qui s'explique par une diminution de l'exploration dans les zones les plus prolifiques de ces dernières années (les bassins de Santos au Brésil et de Rovuma au Mozambique et en Tanzanie), où les opérateurs recentrent leurs efforts sur l'évaluation et le développement des découvertes antérieures. D'autres bassins qui se sont révélés prometteurs n'ont pas encore pris le relais des précédents en termes de volumes découverts, mais devraient monter en puissance dans les années à venir (antésalifère en Afrique de l'Ouest, rift est-africain, Arctique, etc.), comme ils ont commencé à le faire en 2014.

Fig. 1b – Estimation des découvertes entre 2004 et 2014



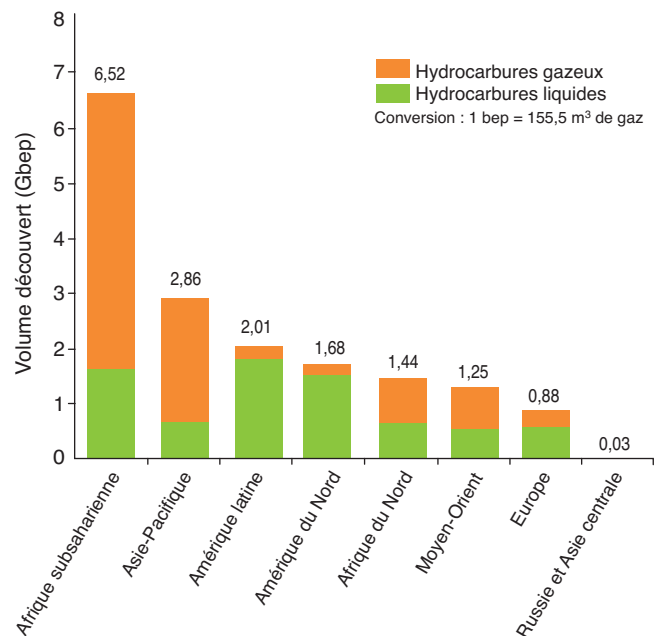
Source : IFPEN d'après WoodMackenzie

Rappel sur les principales découvertes de 2013

Environ 17 Gbeq ont été découverts en 2013, ce qui est inférieur aux trois années précédentes et 40 % en dessous de la moyenne sur dix ans. Comme en 2012, l'Afrique subsaharienne se place en tête du palmarès régional, même si elle ne représente que 35 % des volumes découverts contre près des deux tiers l'année précédente. L'offshore du bassin de Rovuma, au large du

Mozambique et de la Tanzanie, est resté la zone la plus prolifique avec près d'un quart des réserves découvertes contre près de la moitié en 2012. D'importants volumes ont aussi été mis à jour en Angola et au Nigeria. La découverte géante de Lontra par Cobalt International, estimée à environ 740 Mbeq de gaz à condensats, a confirmé le potentiel de l'antésalifère angolais. Elle a été suivie d'une découverte pétrolière d'un volume compris entre 150 et 300 millions de barils (Mb). Au Nigeria, la découverte d'Ogo est la quatrième plus grosse découverte de l'année avec environ 750 Mbeq de pétrole et gaz associé (fig. 2).

Fig. 2 – Volumes découverts par zone géographique en 2013



Source : IFPEN d'après WoodMackenzie

L'activité d'exploration a ralenti au Brésil, où moins de forages ont été réalisés. En revanche, le taux de succès s'est amélioré et a atteint 70 %, ce qui permet à l'offshore brésilien de figurer à la deuxième place derrière le Mozambique en termes de volumes découverts par pays. Si la part du gaz reste prépondérante dans les découvertes, il ne représente plus que 56 % du total contre 70 % en 2012. C'est la conséquence de la baisse des découvertes au large du Mozambique et de la Tanzanie.

En Amérique du Nord, l'exploration du golfe du Mexique a enregistré l'un des meilleurs résultats depuis 2003, avec plus d'un Gbeq mis à jour. Deux découvertes majeures ont aussi été enregistrées au Canada, au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador, où Statoil a confirmé l'existence d'une nouvelle province pétrolière. Les volumes déjà mis à jour sont compris entre 400 et 800 Mb de pétrole.

Nouvelles découvertes de pétrole et de gaz conventionnels

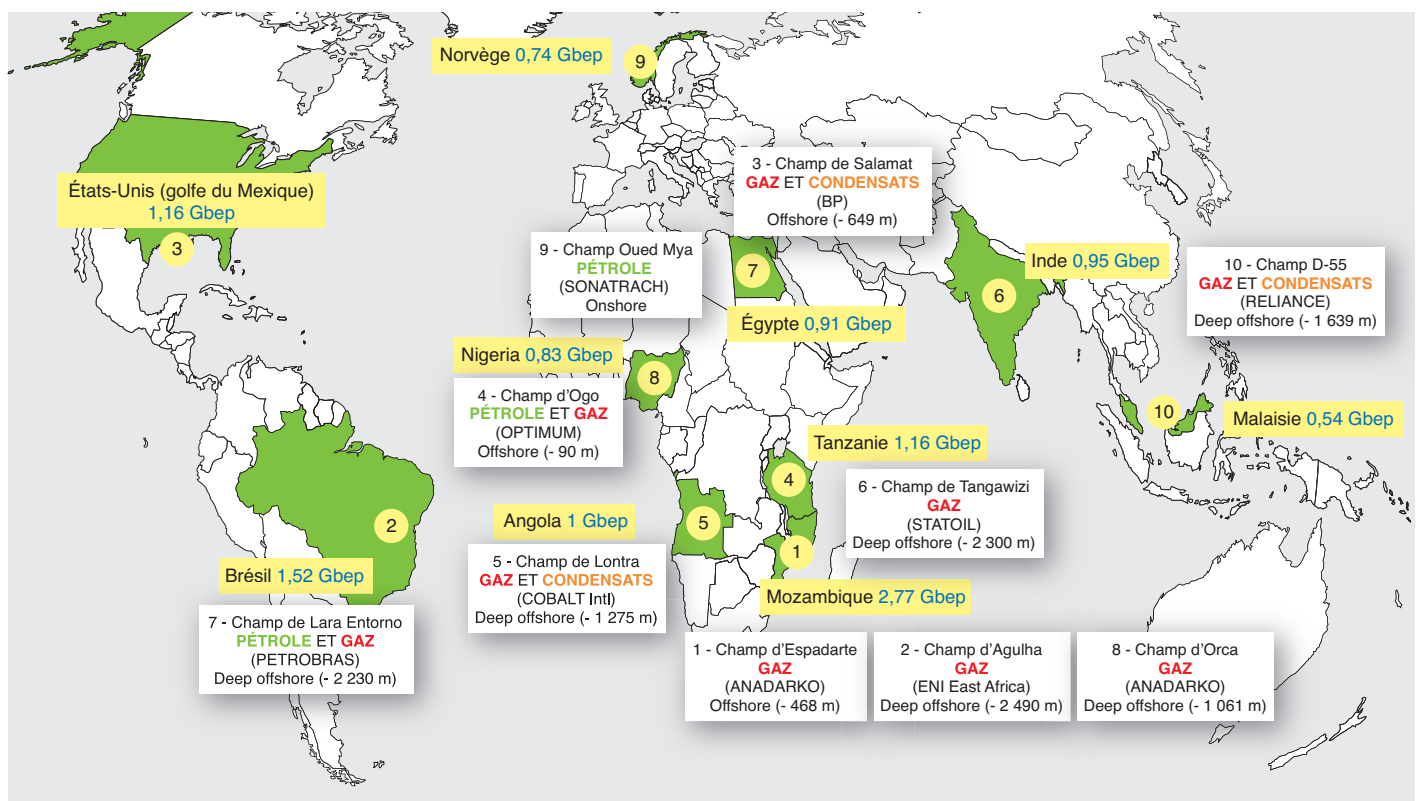
La découverte de Salamat, en Égypte, est la plus grosse de l'année en dehors du Mozambique. C'est aussi celle qui a coûté le plus cher (360 M\$) en raison de conditions particulièrement difficiles, le réservoir étant profond, avec des pressions et des températures élevées. Cette découverte pourrait relancer l'intérêt pour l'exploration dans le delta du Nil, dont le potentiel est important. Mais l'Égypte devra offrir de meilleures conditions contractuelles aux compagnies, les prix régulés du gaz étant actuellement trop bas en regard des coûts de développement élevés.

En Algérie, Sonatrach a annoncé la découverte géante d'Hassi Touimet, dont les ressources en place sont estimées à 1,3 Gb de pétrole dans un réservoir à faible perméabilité.

En Inde, 492 Mbeq de gaz à condensats ont été découverts par Reliance dans le bassin de Krishna-Godavari.

Des succès notables ont aussi été enregistrés au Kazakhstan (découverte de Zhambyl), dans le bassin de Bonaparte en Australie et en mer de Barents, avec la découverte de Wisting Central (200-500 Mbeq) (fig. 3 et tab. 1).

Fig. 3 – Les 10 premiers pays par volumes découverts en 2013 et les nouveaux bassins frontières



Source : IFPEN d'après WoodMackenzie

Tableau 1

Les 10 découvertes les plus importantes en 2013

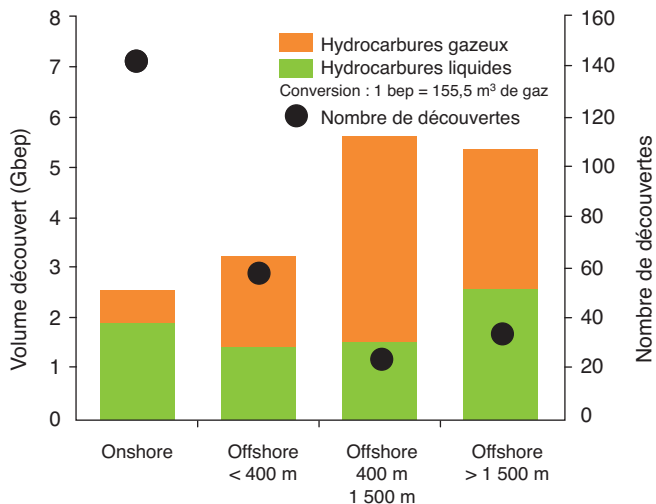
	Pays	Bassin	Champ	Pétrole/Condensats (Mb)	Gaz (Gm ³)	Total (Mbeq)
1	Mozambique	Rovuma	Espadarte	25	204	1 249
2	Mozambique	Rovuma	Agulha	42	137	864
3	Égypte	Delta du Nil	Salamat	22	124	766
4	Nigeria	Keta-Togo-Benin	Ogo	300	72	732
5	Angola	Kwanza	Lontra	300	71	726
6	Tanzanie	Bassin côtier	Tangawizi	0	99	594
7	Brésil	Santos	lara Entorno	547	6	583
8	Mozambique	Rovuma	Orca	11	92	563
9	Algérie	Oued Mya	Hassi Touimet	500	0	500
10	Inde	Krishna-Godavari	D-55	140	57	482

Source : WoodMackenzie, conversions IFPEN pour m³, beq

Nouvelles découvertes de pétrole et de gaz conventionnels

À l'instar des années précédentes, les découvertes 2013 montrent une domination de l'offshore profond, les deux tiers des volumes découverts se situant sous plus de 400 m d'eau. Cette proportion a doublé en 10 ans (fig. 4).

Fig. 4 – Les types de découvertes en 2013



Source : IFPEN d'après WoodMackenzie

Les principales tendances pour l'année 2014

Au 8 décembre 2014, près de 200 découvertes avaient été annoncées dans 48 pays. Même si les volumes découverts sont encore mal connus, ils devraient être proches de ceux constatés en 2013. Si l'antésalifère brésilien et l'offshore est-africain ont été moins prolifiques cette année — les opérateurs ayant concentré leurs efforts sur l'évaluation et le développement de ressources mises à jour — de nouvelles provinces (antésalifère ouest-africain, bassins du rift est-africain, mer de Kara) ont produit des découvertes importantes.

La découverte la plus importante de l'année est due à ExxonMobil, en partenariat avec Rosneft, dont le premier forage en mer de Kara a mis à jour le gisement de Pobeda (Victoire), estimé contenir 130 Mb de pétrole et 499 Gm³ de gaz techniquement récupérables. Selon Rosneft, cette région de la mer de Kara pourrait recéler 87 Gb de pétrole et l'ensemble de la zone pourrait contenir des réserves équivalentes à celles de l'Arabie saoudite. Mais les sanctions internationales qui frappent la Russie, et qui ont contraint ExxonMobil à fermer le puits immédiatement après l'annonce de la découverte, risquent de retarder l'exploration de l'Arctique russe.

Comme les années précédentes, l'Afrique subsaharienne se taille la part du lion avec six des dix principales découvertes de l'année. L'antésalifère de l'Afrique

de l'Ouest confirme son potentiel avec des découvertes au large de l'Angola, du Congo-Brazzaville et du Gabon. En Angola, Cobalt International a réalisé deux découvertes pétrolières importantes dans l'antésalifère : Orca (400-700 Mb) et Bicular (150-300 Mb). Depuis 2012, l'indépendant américain a découvert entre 1,1 et 2 Gb dans cette zone et estime à plus de 25 Gb le volume restant à découvrir sur ses deux licences angolaises. La décision d'investissement pour le développement du champ de Cameia, découvert par Cobalt en 2012, est attendue au premier trimestre 2015. Au Congo-Brazzaville, la découverte Nene Marine 3 (ENI) porte l'estimation des volumes en place sur le champ à 1,2 Gb de pétrole. Elle a été suivie par la découverte du champ de Minsala Marine, situé à 12 km du précédent, qui contient un volume estimé à 1 Gbep, dont 80 % de pétrole. ENI a par ailleurs découvert 500 Mbep de gaz à condensats dans l'antésalifère gabonais. L'Italien estime avoir trouvé environ 4 Gbep depuis 2013 au Congo et au Gabon. Ces découvertes sont situées dans des eaux peu profondes et à proximité d'infrastructures existantes, ce qui devrait permettre un développement rapide. Au Sénégal, Cairn Energy a découvert entre 250 Mb (P90) et 2,5 Gb (P10) de pétrole dans les grès du crétacé, sous 1 400 m d'eau. En Afrique de l'Est, la Tanzanie est bien placée, avec cinq découvertes représentant entre 150 et 200 Gm³ de gaz en place. Le Kenya se distingue avec 13 découvertes, dont 11 par Tullow à terre. L'indépendant anglo-irlandais estime avoir déjà découvert 600 Mb de pétrole dans le nord-ouest du pays et espère dépasser bientôt le milliard de barils grâce à la poursuite de l'exploration de la zone. Par ailleurs, BG Group a réalisé, au large de Mombasa, la première découverte pétrolière offshore de l'est africain (tab. 2).

Autres faits marquants :

- au Brésil, la société canadienne Alvo Petro a découvert 57 Mb de pétrole et 107 Gm³ de gaz à terre dans le bassin de Recôncavo (État de Bahia) ;
- en mer de Barents, la découverte d'Alta par Lundin Petroleum (125-400 Mbep) pourrait, si les premières estimations sont confirmées, être l'une des plus importantes du siècle en Norvège ;
- en dehors du Congo et du Gabon, ENI a réalisé deux découvertes pétrolières importantes (300 Mb de pétrole chacune) en Angola et en Équateur, ainsi qu'une découverte gazière significative de 37 Gm³ (220 Mbep) en Indonésie ;
- la découverte de Phoenix par Apache, dans le bassin de Canning, est l'une des plus importantes de ces dernières années en Australie. Elle est estimée à 300 Mb de pétrole ;

Nouvelles découvertes de pétrole et de gaz conventionnels

Tableau 2
Principales annonces en 2014

	Pays	Bassin	Champ/Puits	Pétrole (Mb)	Gaz (Gm ³)	Total (Mbec)
1	Russie	Mer de Kara	Victoire	130	499	3 125
2	Sénégal	Bassin du Sénégal	Sangomar Deep	250-2 500		250-2 500
3	Congo-Brazzaville	Bassin du Congo	Minsala	800	33	1 000
4	Angola	Kwanza	Orca	400-700		400-700
5	Brésil	Recôncavo		57	107	699
6	Congo-Brazzaville	Bassin du Congo	Nene Marine	600	10	660
7	Tanzanie	Rovuma			57-85	342-510
8	Gabon	Bassin du Gabon	Nyonie Deep	500		500
9	Norvège	Mer de Barents	Alta	85-310	7-15	125-400
10	Australie	Canning	Phoenix	300		300
11	Angola	Lower Congo	Ochigufu	300		300
12	Équateur	Oriente	Oglan	300		300

Source : IFPEN

- de nombreuses découvertes ont été annoncées en Australie, en Colombie et en Chine, mais les volumes ne sont généralement pas connus ou assez faibles ;
- comme les deux années précédentes, la Norvège est en tête en termes de découvertes annoncées, avec 27 succès répertoriés, mais les volumes ne sont connus que pour 12 d'entre eux, pour un total de 782 Mbec. La deuxième

découverte la plus importante, après Alta signalée plus haut, est attribuée à VNG Norvège en mer de Norvège (170 Mbec, majoritairement du pétrole). Par ailleurs, Wintershall a fait une découverte en mer du Nord, dont les volumes n'ont pas été annoncés mais qui permet de préciser l'évaluation des réserves du champ de Skarfjell, désormais estimées entre 120 et 230 Mbec (fig. 5).

Fig. 5 – Nombre de découvertes annoncées en 2014 (au 8 décembre) par pays



La taille des cercles est proportionnelle au nombre d'annonces répertoriées

Source : IFPEN

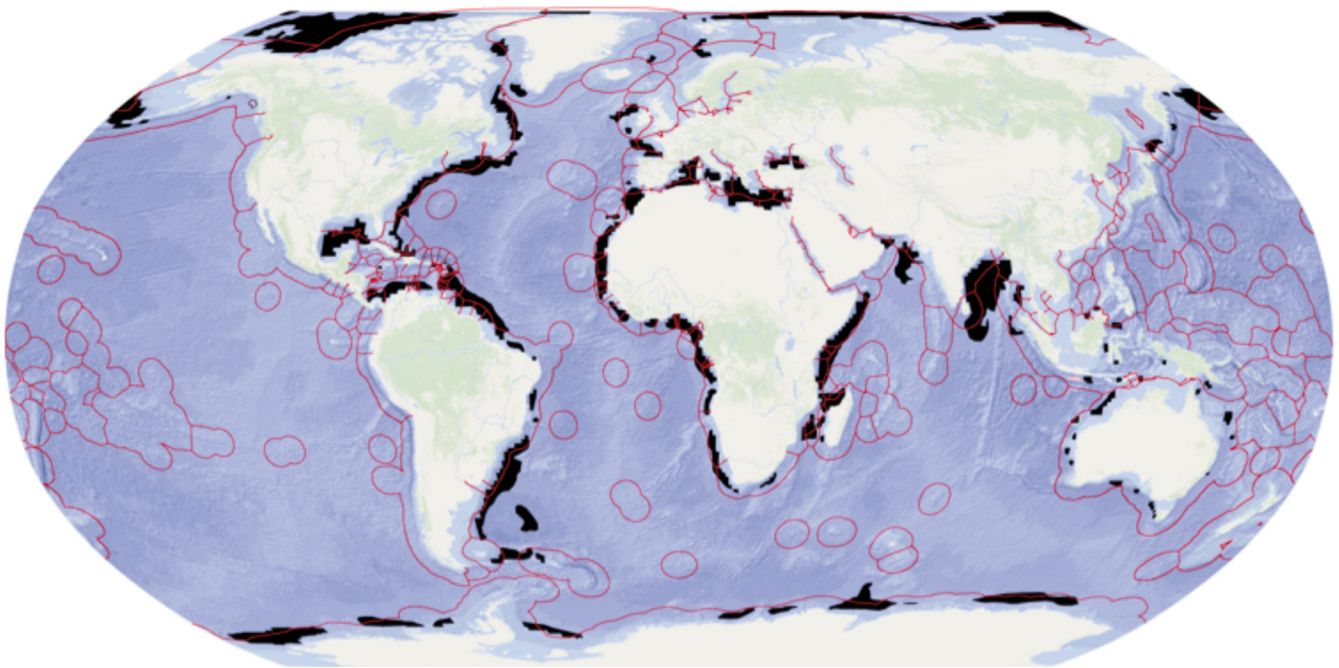
Nouvelles découvertes de pétrole et de gaz conventionnels

Les hydrocarbures au-delà de 2 000 m de profondeur d'eau

Depuis de nombreuses années, les principales découvertes d'hydrocarbures se font par des profondeurs d'eau de plus en plus importantes. La plateforme de production de Perdido (Golfe du Mexique, Shell) produit par des profondeurs d'eau de près de 2,5 km et les futures installations de Stones, toujours dans le golfe du Mexique, produiront par 2 900 m d'eau. Le potentiel en hydrocarbures des zones du *deep* et de l'*ultra-deep offshore* est donc prouvé. Existe-t-il une limite bathymétrique au-delà de laquelle on ne trouvera plus d'hydrocarbures ?

La formation des hydrocarbures nécessite des conditions géologiques particulières (le "système pétrolier" des géologues) qui ne dépendent pas directement de la profondeur d'eau actuelle mais plus du contexte géologique. Au-delà des particularités de chaque région, le potentiel pétrolier des marges continentales est régi par deux grands facteurs géologiques : la présence

d'une roche-mère contenant de la matière organique, et une température suffisante dans les sédiments pour avoir généré des hydrocarbures liquides (70/80 °C) puis gazeux (>100 °C). C'est ce facteur qui va limiter le potentiel pétrolier dans les parties les plus profondes des océans. Au fur et à mesure que l'on s'éloigne des continents, dont l'érosion fournit la majorité des sédiments, l'épaisseur sédimentaire diminue pour devenir très faible (< 500 m). À cause d'un flux géothermique faible dans les zones abyssales, la genèse des hydrocarbures ne commence que si l'enfouissement de la roche-mère est supérieur à 2 500 m. Dans les zones où l'épaisseur sédimentaire totale est inférieure à cette valeur, le potentiel pétrolier et gazier est très faible. La figure ci-dessous montre (en noir) les zones où l'on a à la fois une profondeur d'eau de plus de 2 000 m et une épaisseur sédimentaire de plus de 2 500 m. Il reste donc encore un fort potentiel à explorer dans les profondeurs comprises entre 2 000 et 4 000 m de hauteur d'eau, mais au-delà de 4 000 m, le potentiel devient extrêmement faible.



Répartition des zones présentant un potentiel en hydrocarbures par plus de 2 000 m de profondeur d'eau (en noir). En rouge, les limites des zones économiques exclusives (ZEE)

Nouvelles découvertes de pétrole et de gaz conventionnels

À qui appartiennent ces hydrocarbures ?

Si le gisement se situe dans une zone économique exclusive reconnue internationalement, le droit minier du pays s'applique. Cette zone s'étend sur 200 milles à partir des lignes de base (généralement le trait de côte) du pays considéré et peut être étendue jusqu'à 350 milles après acceptation du dossier d'extension par l'ONU. Les espaces maritimes situés au-delà de la juridiction nationale des États constituent la "zone". Ouvrant une voie audacieuse entre liberté souveraine et exclusivité du droit des États en mer, la convention des Nations unies sur le droit de la mer de 1982 a consacré l'indivision des ressources minérales de la zone en les considérant comme patrimoine commun de l'humanité. L'administration en est confiée à l'Autorité internatio-

nale des fonds marins (AIFM), qui gère plus de 150 millions de km² soit plus de la moitié de la surface terrestre ! L'objectif est que les activités bénéficient à l'humanité toute entière, les intérêts des États en voie de développement étant spécialement pris en compte. L'AIFM gère l'exploitation des ressources minérales de la zone, accorde les permis d'exploration, et en cas de découverte et de production, perçoit, au nom de l'humanité, des royalties. L'État côtier bénéficie d'une franchise de cinq ans d'exploitation. À partir de la sixième année, il devra acquitter 1 % de la valeur de la production. Le taux de contribution augmente ensuite de 1 % par an jusqu'à la douzième année, à partir de laquelle il est plafonné à 7 %.

*Geoffroy Hureau – geoffroy.hureau@ifpen.fr
Roland Vially – roland.vially@ifpen.fr
Manuscrit remis en décembre 2014*