

Quelles réserves mondiales attendues en hydrocarbures ?

Yves Mathieu 2018 Géologue

Avant-Propos sur les estimations des réserves ultimes

Les réserves ultimes en hydrocarbures sont estimées selon deux grandes techniques. Une première basée sur une projection des résultats fournis par les réserves découvertes, une deuxième basée sur des études géologiques plus ou moins détaillées.

La première technique est la plus facile et la plus rapide à mettre en œuvre dès l'instant où l'on dispose des données détaillées vendues par certains organismes : IHS Pétro consultant, Wood Mackenzie Les réserves ultimes sont obtenues par projection des volumes mis à jour au cours du temps. Les réserves ultimes estimées représentent alors les volumes contenus découverts ou non dans les mêmes bassins, les mêmes types de piège, les mêmes réservoirs. Les volumes contenus dans les autres bassins, les autres types de piège et les autres réservoirs restant à explorer ne sont donc pas pris en compte. Les réserves ultimes publiées par ce type d'estimation n'ont pas cessé d'augmenter depuis les années 1990 par l'intégration des réserves contenues dans de nouveaux bassins, ou dans les mêmes bassins dans de nouveaux types de piège et ou de nouveaux réservoirs. Dans les graphes de cet article, ces réserves ultimes seront mentionnées sous le vocable Courbe d'écrémage ou Ecrémage.

La deuxième technique est utilisée par les Géologues des compagnies pétrolières pour rechercher de nouveaux gisements. Les études réalisées sont très détaillées, longues et fastidieuses. Elles prennent en compte l'histoire géologique et thermique locale pour éclairer tous les types de pièges susceptibles d'être remplis d'hydrocarbures. Si les nouveaux volumes sont importants, bien des pièges ne sont pas encore explorés par absence d'équipement disponibles (plateformes de forage localement inexistantes) ou pour de multiples risques : techniques (pas d'hydrocarbures ou « risque gaz ») politiques (instabilité, embargo ...) ou encore risques économiques (rentabilité financière). Mondialement seul l'USGS utilisant des méthodes géologiques publie des réserves ultimes selon des qualificatifs correspondant à certaines probabilités d'existence. Si les volumes qualifiés de F95 ont toujours été mis à jour dans les bassins ayant fait l'objet d'exploration postérieure aux estimations, ce n'est pas le cas des volumes nettement plus importants qualifiés de F50, de Moyens ou encore de F5. La méthode utilisée ci-après, sur la marge du Gabon à l'Angola, prend en compte globalement l'histoire géologique et thermique pour délimiter des zones prospectives et estimer les réserves ultimes en regard des réserves découvertes en fonction du pourcentage des surfaces prospectives explorées et de la présence de réservoirs et de roche-mère.

1 - La marge Gabon-Angola et ses réserves ultimes

11 - Historique

En 1982 une étude de la marge Atlantique africaine du Gabon à l'Angola avait permis de cerner les deux grands domaines géologiques de cette marge séparés par une série de dépôts salifères : un ensemble sous-jacent constituant l'Ante-salifère et un ensemble sus-jacent : le Post salifère. L'application du premier logiciel de simulation de genèse des hydrocarbures avait permis de déterminer, dans ces deux séries, les régions où des hydrocarbures avaient pu être générés au-delà de 200 m de profondeur d'eau en dehors des permis de l'époque. Cette méthode de délimitation des zones d'intérêt pétrolier fut reprise par tous et appliquée dans toutes les régions du Monde.

12 - Les résultats pétroliers fin 1982 et fin 2006

Ante-salifère (Figure 1)

Malgré l'absence de données de forage au-delà des 200 m d'eau sur la plus grande partie de cette série, l'histoire géologique et les résultats obtenus par l'exploration fin 1982 laissent présumer que la plus grande partie de cet ensemble disposait d'un fort intérêt pétrolier. La genèse des hydrocarbures étant postérieure au dépôt de la série salifère sur cette marge, comme premier moyen d'approche, la nature des hydrocarbures escomptés avait été distinguée (huile et ou gaz) en fonction des gradients géothermiques mesurés et ou estimés,

Figure 1 : Série ante-salifère
Problèmes pétroliers au delà de 200 m de profondeur d'eau
et résultats de l'exploration fin 1982 et fin 2006

Légende de la carte

Découvertes : - fin 1982 = ronds rouges évidés
- de 1983 à 2006 = croix noires

Type d'hydrocarbure contenu:

- Bleu: huile essentiellement
- Mauve foncé: huile + gaz
- Mauve clair : gaz essentiellement + huile
- Rose : gaz uniquement

Zone de dis migration possible dans le post salifère :

- pointillé noire (absence locale ou total de sel)

Zones d'intérêt principal

= zone recouverte par la série salifère continue ou pas
Limite orientale de cette zone = pointillé vert clair

Zones d'intérêt secondaire

= zone ne disposant de la couverture salifère (Sud Angola)

Résultats obtenus par l'exploration

Fin 1982: 56 découvertes

Totalisant 1,27 Gbep (1 Gbl + 1,6) Tcf

28 à terre : 0,5 Gbep (0,46 Gbl+0,18Tcf)
entre 400 et 3000 m de profondeur

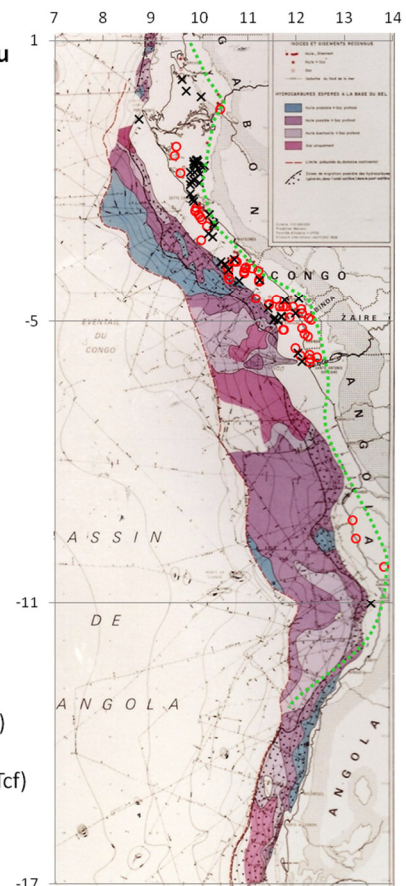
28 en mer : 0,71 Gbep (0,54 Gbl+1,42 Tcf)
< 110 m de profondeur d'eau
1000 et 3500 de profondeur forés

Fin 2006: 102 découvertes

Totalisant 3,7 Gbep (3,1Gbl+3,2Tcf)

56 à terre: 2,5 Gbep (2,3Gbl+0,9Tcf)
entre 400 et 3000 m de profondeur

36 en mer : 1,14 Gbep (0,8 Gbl+2,3Tcf)
< 110 m de profondeur d'eau
1000 et 3500 de profondeur forés



Au cours du temps, les surfaces explorées par des forages d'exploration ont été de plus en plus grandes. Les surfaces explorées qui représentaient de l'ordre de 5% de la zone d'intérêt principale en 1982 en couvraient environ 18% en 2006

Post salifère (Figure 2)

Les conditions de dépôts de cette série au cours des temps géologiques ont évolué de milieux de faible à forte profondeur d'eau et de milieux proches de la côte à des milieux de plus en plus distaux. Si des roches sédimentaires à qualité réservoir ou a qualité roches mères peuvent exister au sein de l'intégralité de cette série, elles sont d'âge, d'origine, et de fréquence différente en s'éloignant des cotes actuelles. L'absence de forage au-delà de 150 m d'eau en 1982 n'avait pas permis de réaliser des simulations de genèse des hydrocarbures calibrées sur la partie profonde de cette marge. Toutefois pour cerner les problèmes pétroliers il avait été admis l'existence potentielle roches-mères

à la base de cette série dont la maturation aurait pu être possible, ou de roches-mères situées 500 m plus haut dont l'existence et la maturation seraient alors nettement plus probables.

Figure 2 : Série post-salifère
Problèmes pétroliers au delà de 200 m de profondeur d'eau
et résultats de l'exploration fin 182 et fin 2006

Légende de la carte

Découvertes : - fin 1982 = ronds rouges évidés
 - de 1983 à 2006 = croix noires

Couleurs cartes

- Blanc au-delà de 200 m d'eau pas de genèse possible d'Hc
- jaune clair : maturation possible
- jaune foncé: maturation probable
- Bleu: série sédimentaire structurée
- Vert = bleu + jaune

Zone d'apport possible d'Hc générés dans l'ante salifère

- pointillé noire (absence locale ou total de sel)

Zones d'intérêt principal

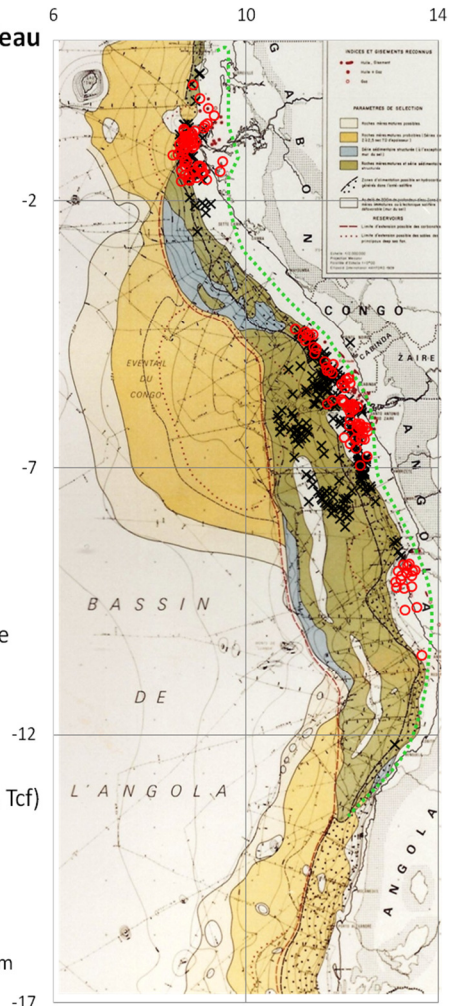
= zone de couleur verte et ses enclaves blanches (diapirs)
 où les gisements peuvent être dans des pièges tectoniques

Zones d'intérêt secondaire

= zone de couleur jaune foncé où les gisements ne pourraient être que dans des pièges stratigraphiques et ou gravitaires

Résultats obtenus par l'exploration

Fin 1982: 156 découvertes	Fin 2006: 401 découvertes
totalisant 8,5 Gbep (7,25 Gbl + 7,4 Tcf)	totalisant 28,1 Gbep (24,6 Gbl + 21 Tcf)
55 à terre	64 à terre,
totalisant 0,66 Gbep (0,57 Gbl+0,77Tcf)	totalisant 0,7 Gbep (0,6 Gbl+0,77Tcf)
entre 500 et 2500 m de profondeur	entre 500 et 2500 m de profondeur
101 en mer	337 en mer
totalisant 7,8Gbep (6,7Gbl+6,8Tcf)	totalisant 19,4Gbep (17,1Gbl+13,5Tcf)
150 m de profondeur d'eau au maximum	2300 m de profondeur d'eau au maximum
entre 100 et 3400 de profondeur forés	entre 100 et 4000 de profondeur forés



Au cours du temps, les surfaces explorées ont été de plus en plus grandes et ont mis à jour des découvertes uniquement dans la zone préalablement déterminée d'intérêt principal. Les surfaces explorées qui couvraient de l'ordre de 16% de la zone d'intérêt principal en 1982 en couvraient environ 70% en 2006

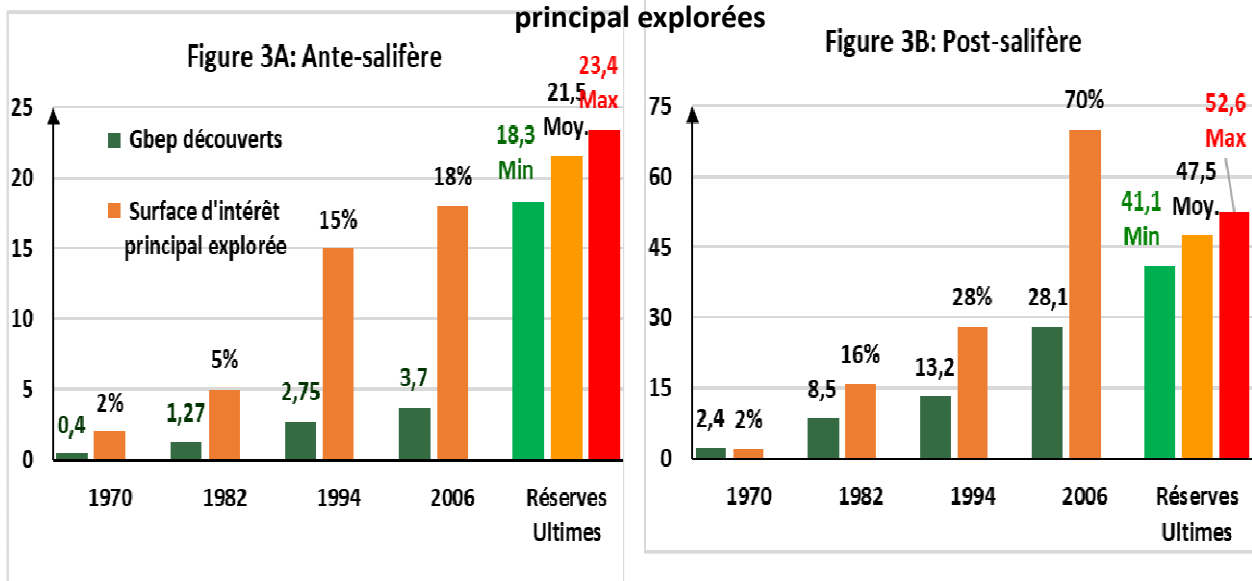
13 - Les réserves ultimes attendues pour les deux grands ensembles géologiques

Les réserves ultimes attendues ont été estimées par extrapolation des réserves découvertes par rapport aux surfaces prospectives principales explorées au cours du temps et des surfaces restant à explorer et de la présence de roches réservoirs et de roches mères. Trois valeurs de réserves ultimes ont été calculées en fonction de la présence de roches mères et de roches réservoirs (épaisseurs de l'ante-salifère – distances aux zones d'apports pour le post salifère). Selon les variations possibles des critères retenus, trois valeurs de réserves sont estimées : une minimale, une moyenne et une maximale à probabilité d'existence de plus en plus faibles.

Dans l'Ante-salifère les réserves ultimes estimées en 2006 dans la zone d'intérêt principal seraient comprises entre 18,3 et 23,4 Gbep (Figure 3A). Pour le Post salifère, les réserves ultimes extrapolées dans la zone d'intérêt principal seraient comprises entre 41,7 et 47,8 Gbep (Figure 3B). Ces réserves ultimes pourraient être plus importantes si des gisements s'étaient existés dans les zones d'intérêt

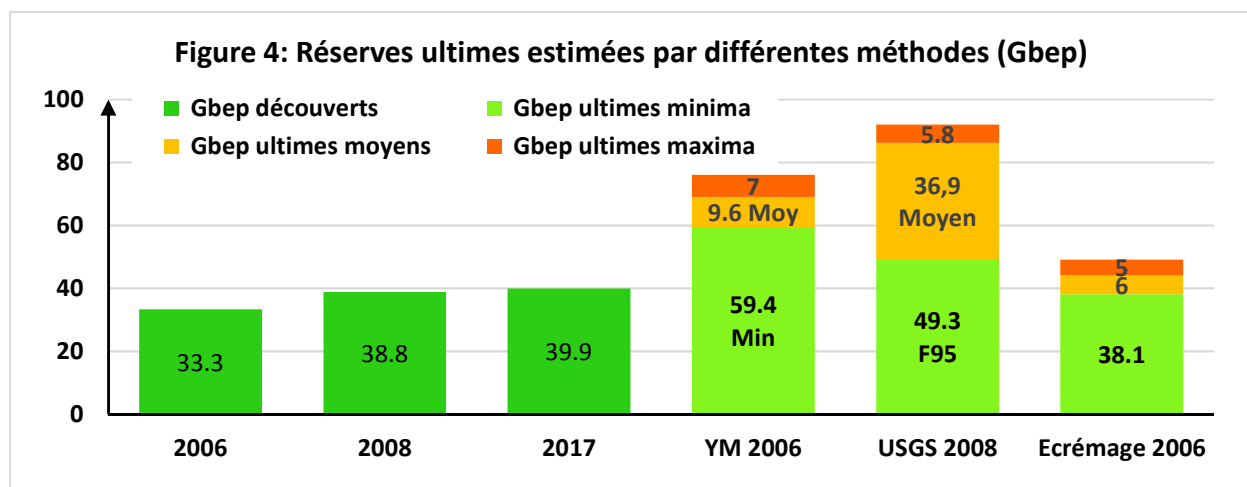
secondaire dont les surfaces représentent 5 % (Ante-salifère) à 100 % (Post salifère) des surfaces d'intérêt principal.

Figure 3 : Les réserves découvertes et ultimes sont dépendantes des surfaces d'intérêt principal explorées



14 - Les réserves ultimes globales attendues (Figure 4)

En regard des prévisions publiées les réserves ultimes minimales seraient au minimum de 49,3 à 59,4 Gbep. Les estimations de 38,1 Gbep basées sur les projections issues de techniques plus statistiques (courbe d'écémage) étaient déjà dépassées en 2017 (39,9 Gbep). Les projections classiquement utilisées d'évaluation des réserves à partir des courbes d'écémage ne permettent donc de ne donner que ce qui resterait à découvrir dans les mêmes surfaces explorées, dans les mêmes réservoirs et dans les mêmes types de piège déjà mis à jour. Ce type de projection ne permet pas d'évaluer réellement ce qui pourrait être contenu en dehors des surfaces déjà explorées, et ou dans d'autres niveaux réservoirs et/ou dans d'autres types de piège. C'est la raison pour laquelle les courbes d'écémage de 2006 ont donné moins de réserves minimales que celles découvertes en 2017 alors que les extrapolations basées sur les connaissances géologiques donnent des réserves ultimes plus importantes. Par contre les 49,1 Gbep possibles extrapolés par l'écémage des données 2006 correspondent fortuitement aux réserves minimales obtenues par les estimations de l'USGS F95.



Les écarts notoires entre les réserves moyennes 69 Gbep et 86,2 Gbep (USGS) soulignent les difficultés d'estimer ces réserves ultimes possibles. Comme les F50 de l'USGS n'ont cependant jamais été retrouvés dans d'autres bassins devenus matures en exploration. Les réserves ultimes pourraient donc atteindre 49,3 et plafonner à 59,4 Gbep .

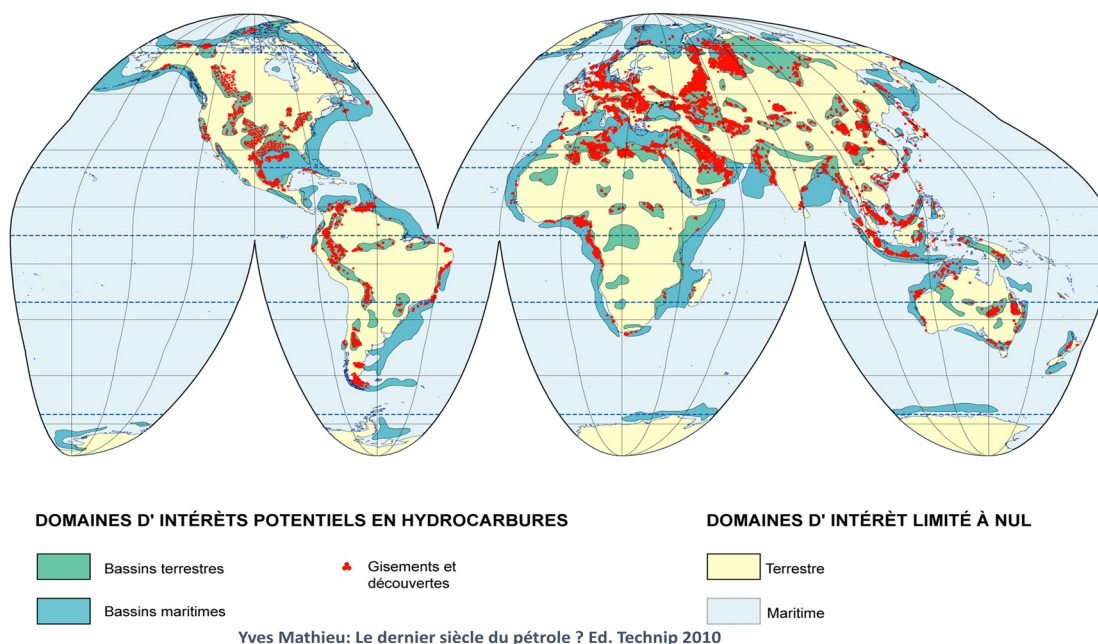
Cet accroissement des réserves maritimes depuis 2010 entre 12,3 et 22,4 Gbep correspondraient à un gain des réserves en pétrole maritime de 28 à 51% sur les 70 % environ des surfaces d'intérêt principal et secondaire encore inexplorées.

2 – Les réserves ultimes à l'échelle mondiale

21 Des zones d'intérêt principal plus ou moins bien explorées

La détermination des zones prospectives a été progressivement étendue à l'ensemble des bassins sédimentaires. En regard des découvertes réalisées c'est près de 80 % du domaine maritime qui reste en grande partie à explorer et seulement 10 % du domaine terrestre (Figure 5).

Figure 5 : Zones prospectives et découvertes



22 Des réserves ultimes mondiales qui pourraient dépasser les 3 000 Gbl

Globalement en appliquant les résultats obtenus sur la marge du Gabon à l'Angola, les 555 Gbl de réserves 2008 des domaines maritimes mondiaux pourraient atteindre de 710 à 840 Gbl. Comme plus de 50 Gbl ont été trouvés depuis lors c'est de 105 à 235 Gbl qui resteraient encore à découvrir fin 2017.

Les 3 000 Gbl de réserve ultime mondiale, s'ils ne sont déjà pas dépassés (réserves OPEP ?), pourraient être atteints avec les réserves restant à découvrir et ou additionnelles (EOR) en domaine terrestre ne représentant que de 14 à 21% des réserves 2017 (262 et 392 Gbl).

Fin 2017	Réserves découvertes		Restant à découvrir		Total
	Onshore	Off-Shore	Off-Shore	Onshore ? + EOR	
USGS 2008 F95	1 898	605	105	392	3 000
YM 2006 Min			235	262	

En regard des investissements actuels, ces réserves ultimes ne devraient guère voir le jour avant les années 2030

Renseignements complémentaires

Réserve ultime = volume initial d'hydrocarbures extractible économiquement

Réserves = volume présent économiquement extractible dans les gisements disposant de permis d'exploitation

Gbep = Milliard de barils équivalent pétrole (pétrole + gaz)

Gbl = Milliard de barils de pétrole liquide

Roches réservoirs = roches à réseau poreux perméable

Roches mères = roches riches en matières organiques pouvant se transformer en hydrocarbures

Maturation = acte de transformation de la matière organique en hydrocarbure(s)

Bassins matures en exploration = bassins où il ne reste presque plus de réserves à découvrir

USGS = United State Geological Service

EOR = Enhanced Oil Recovery = augmentation des taux de récupérations des hydrocarbures