

Le pic insoupçonné du pétrole conventionnel : Quand les définitions de réserve distordent la perception de rareté.

Patrick Brocorens

Laboratoire de chimie des matériaux nouveaux,
UMONS
Place du Parc, 20
B-7000 Mons (Belgique)

I. Introduction

Le pétrole étant une ressource finie non-renouvelable à l'échelle de temps de l'Humanité, il est globalement admis que son exploitation passera par un maximum – souvent appelé pic de production – puis entamera une longue descente éventuellement ponctuée de rebonds, pendant laquelle la société sortira peu à peu du pétrole. Enfin, l'exploitation s'arrêtera ou atteindra un niveau marginal qui fera du pétrole une curiosité et non le produit de masse qu'on connaît aujourd'hui (4 litres par jour pour un européen). Etant donné le rôle structurant et fondamental que le pétrole joue sur la société depuis le début du XX^{ème} siècle, anticiper cette rupture de la tendance historique – jusqu'à présent, on a connu 150 ans de croissance de production – et le passage à un régime de déclin devrait être une priorité.

Le déclin trouve son origine dans des contraintes qui, avec le temps, pèsent de plus en plus sur la production. Ces contraintes résultent d'interactions entre facteurs physiques caractéristiques de la ressource exploitée, facteurs techniques, facteurs économiques, facteurs politiques, et autres. L'importance relative de ces facteurs « *sous-terre* » et « *en surface* »¹ alimente des débats houleux parce qu'ils varient d'une ressource à l'autre et que chaque personne tend à surpondérer dans son analyse le rôle des facteurs qu'il maîtrise le mieux (la géologie, l'économie, la géopolitique,...). A côté de ces contraintes, s'ajoute à présent la contrainte climatique. Certains estiment que cette contrainte politique dominera toutes les autres et sera le moteur du déclin de la production pétrolière via une baisse plus ou moins forcée de la demande. Nous estimons au contraire que les contraintes d'ordre physique, technique et économique sont supérieures à ce qu'on pense habituellement, et sont à elles seules suffisantes pour entraîner à moyen terme un déclin de la production mondiale.

La mauvaise perception de ces contraintes est en grande partie liée aux caractéristiques des processus dynamiques qui conduisent le pétrole découvert à être classé en réserves, ainsi que de ceux qui transforment les réserves en production. Ces processus sont pour une bonne part responsables des prédictions erronées sur le futur du pétrole. Il s'agit cependant d'un sujet vaste et complexe, aussi dans cet article, nous n'examinerons qu'un type particulier de pétrole, le pétrole conventionnel². Ce travail a pour but de servir d'exemple de méthodologie, applicable à l'analyse d'autres types de pétrole ou de ressources qui obéissent à des

¹ Les facteurs sous-terre font référence aux contraintes géologiques et physique, alors que les facteurs en surface font référence essentiellement aux contraintes humaines.

² Une grande partie des points évoqués provient de P. Brocorens, M. Wautelet, P. Serkine, Rapport d'enquête publique du Parlement wallon sur les liens entre l'économie et le pic pétrolier, et les implications pour la Wallonie, 2014.

contraintes géologiques, techniques et économiques différentes de celles du pétrole conventionnel, et de proposer des pistes pour améliorer la perception de rareté d'une ressource qui sont utiles à la prospective.

II. Qu'est-ce que le pétrole conventionnel ?

Quelle est sa production ? Ces questions paraissent très simples, mais y répondre revient à définir des catégories d'hydrocarbures, à délimiter des frontières entre ces catégories, et à comptabiliser les quantités extraites en respectant les définitions qu'on s'est fixées. Il n'y a pas de consensus en la matière, et l'absence de frontière nette entre catégories pose des problèmes de comptabilité et de définition. Des différences existent donc entre bases de données, mais il faudra se contenter de ces données imparfaites.

Certains définissent la frontière entre pétroles conventionnel et non-conventionnel sur des bases *technico-économiques*. Les pétroles chers et difficiles d'accès sont dit non-conventionnels. L'inconvénient est que cette frontière évolue au cours du temps, à mesure que les progrès techniques baissent les coûts et facilitent l'exploitation. Ainsi en est-il du pétrole de la Mer du Nord, considéré par certains comme non-conventionnel hier et comme conventionnel aujourd'hui.

La frontière conventionnel/non-conventionnel peut aussi se définir sur des bases *physiques*, ce qui rend insensible la frontière aux facteurs technico-économiques et évite ainsi les changements de catégories au cours du temps. Les pétroles sont dits non conventionnels s'ils sont retenus dans une roche de très faible perméabilité (cas des tight oil et shale oil) ou si le pétrole a des propriétés physiques qui limitent sa mobilité à travers les pores de la roche (cas des sables bitumineux, asphaltes, pétrole extra-lourds). Les non-conventionnels se caractérisent alors par l'obligation de stimuler la roche dans laquelle ils sont piégés dès la première phase d'exploitation pour obtenir une production commerciale³. Selon cette définition, le pétrole de la Mer du Nord est du pétrole conventionnel, et ce depuis le début. C'est à cette définition que nous nous référerons dans ce travail, et qu'on retrouve généralement appliquée dans les bases de données habituelles. Les liquides considérés ici comme pétrole conventionnel sont constitués de pétrole brut et de condensats (fractions légères des hydrocarbures contenues dans les gaz et qui se condensent en tête de puits).

III. Les réserves prouvées : des chiffres à buts financiers et politiques

- Il reste 40 ans de pétrole. Vite ! Développons de toute urgence des alternatives avant la panne sèche.

- Mais ça fait 40 ans qu'il reste 40 ans de pétrole ; la pénurie n'est pas pour demain.

Ces échanges d'arguments abondent dans les discussions de comptoir, et font référence aux réserves dites prouvées, principal indicateur de rareté cité dans les rapports annuels des compagnies pétrolières, celui divulgué par les pays producteurs et sur lequel s'appuient les politiques énergétiques, enfin celui des médias, des atlas de géographie, et du grand public.

³ Hydrocarbures non conventionnels, IFP, avril 2011

Pourtant, cette histoire des « 40 ans de pétrole depuis 40 ans » constitue l'exemple même des distorsions de perception que peuvent introduire les systèmes de classification des ressources.

Historiquement, la notion de réserves prouvées fut introduite en 1937 par l'American Petroleum Institute (API) pour estimer les réserves US. Mais il y avait toujours de nombreuses définitions qui circulaient parmi les compagnies pétrolières et ceux qui les finançaient, aussi des banques américaines et des investisseurs désireux d'avoir un standard compréhensible et fiable pour les transactions financières où des réserves de pétrole servaient de garantie, demandèrent à la Society of Petroleum Engineers (SPE) d'établir une définition cohérente qui puissent être reconnue et appliquée internationalement. En 1962, la SPE établit un « Special Committee on Definitions of Proved Reserves for Property Evaluation » comprenant douze personnes, dont un tiers provenait du secteur financier (banques et assurances). Trois ans plus tard, le Comité remit sa définition des réserves prouvées, qui fut accepté par la SPE⁴.

A l'origine, la catégorie des réserves prouvées avait donc un but essentiellement financier, et visait davantage à protéger les investisseurs qu'à évaluer la quantité de pétrole extractible. Comme nous le verrons plus loin, d'autres chiffres remplissent cette fonction. Ce désir de protection des investisseurs arrangeait également les producteurs pétroliers puisqu'ils étaient obligés de ne déclarer que le minimum nécessaire. Ils pouvaient ainsi garder confidentielles les estimations de ce qu'ils comptaient réellement extraire des gisements. Cela leur permettait aussi de lisser les découvertes en déclarant le pétrole au compte-goutte, et donner aux marchés financiers une image positive, bien qu'incorrecte, d'un renouvellement constant des réserves.⁵

Examinons les règles de 2011 de la SPE⁴. Selon ces règles, des réserves peuvent être attribuées aux projets de développement qui satisfont les exigences de commercialité. Les chiffres des réserves comprennent au moins trois estimations de la quantité de pétrole récupérable, afin de refléter les incertitudes inhérentes au processus d'estimation : l'estimation basse, la meilleure estimation, et l'estimation haute. C'est l'estimation basse, et non la meilleure estimation, qui constitue les réserves prouvées. Selon des méthodes d'évaluation déterministes, l'estimation basse correspond à un degré élevé de certitude qu'on puisse récupérer au moins la quantité annoncée. Selon des méthodes probabilistes, ça revient généralement à l'estimation P90, c.-à-d. qu'il y a 90% de chance que la quantité de pétrole récupérable soit supérieure à la quantité annoncée. Sur un grand nombre de gisements, ça veut dire qu'environ neuf gisements sur dix verront leurs réserves réévaluées à la hausse au cours du temps.

Par définition, on sous-estime la quantité de pétrole extractible d'un gisement. Et cette sous-estimation s'accroît encore davantage si on somme les réserves prouvées des gisements individuels pour obtenir les réserves prouvées d'un ensemble de gisements, d'un pays par exemple. En effet, si on s'en tient à une définition probabiliste, la somme de deux estimations

⁴ SPE Oil and Gas Reserves Committee (OGRC), Guidelines for application of the petroleum resources management system, November 2011. The guidelines represent a collaboration of SPE, the American Association of Petroleum Geologists, the Society of Exploration Geophysicists, the Society of Petroleum Evaluation Engineers, and the World Petroleum Council.

⁵ C. Campbell, The Oil Age in Perspective, 2013, soumission à l'enquête publique du Parlement wallon sur les liens entre l'économie et le pic pétrolier.

ayant une probabilité de 90% donne une estimation qui a une probabilité supérieure à 90%. Cette pratique d'agrégation des réserves est pourtant habituelle dans les bases de données.

Par la définition même des réserves prouvées, on a donc créé les conditions d'une future « croissance des réserves » à même d'influencer fortement notre perception de rareté de la ressource. Le phénomène de « croissance des réserves » fait référence aux réévaluations positives des estimations de volume de pétrole récupérable qui ont régulièrement lieu en cours de développement et d'exploitation des gisements. Ce phénomène donne lieu à d'intenses controverses car il dépend de plusieurs facteurs dont les effets sont difficiles à séparer. Beaucoup avancent qu'il s'agit d'une amélioration du taux de récupération assurée par la *technologie*, ou par des *prix plus élevés* qui permettent de prolonger les queues de production. Mais comme nous venons de le voir pour les réserves prouvées, les facteurs *définitionnels* ont un rôle majeur dans la croissance des réserves. Ils ne modifient pas la quantité de pétrole en place, ni le taux de récupération, mais seulement *l'estimation publiée*. Un dernier facteur peut jouer sur la croissance des réserves. C'est l'amélioration des connaissances *géologiques*, qui n'affecte pas non plus le taux réel de récupération, mais conduit à une meilleure estimation du volume de pétrole connu.

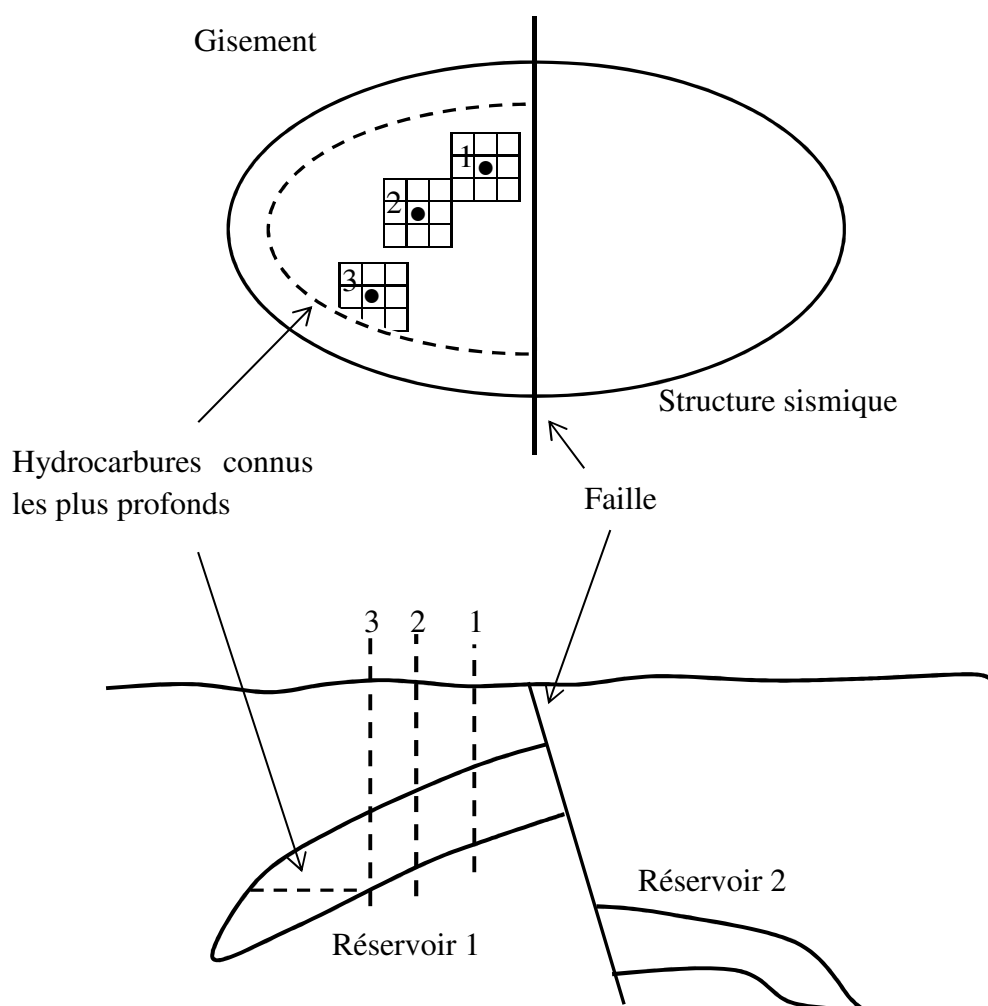
La part définitionnelle dans la croissance des réserves est parfaitement perceptible dans les règles de la SEC (Security & Exchange Commission) de 1978 et appliquées aux USA pendant quatre décennies. Il convient ici de signaler que toutes les compagnies pétrolières ne suivent pas les standards de la SPE décrits précédemment. D'autres règles existent, et aux États-Unis, la SEC oblige les compagnies cotées en bourse à déclarer des réserves prouvées selon ses propres règles. Pour expliquer ces règles (en partie) et leurs effets, nous avons représenté en Figure 1 un gisement constitué de deux réservoirs, où seules les zones représentées par des carrés peuvent être considérées prouvées selon les règles de la SEC⁶ :

- Un réservoir est considéré prouvé si la productibilité économique est démontrée par une production réelle ou un test de formation concluant. Ici, seul le réservoir 1 a été foré et peut être considéré comme prouvé.
- De ce réservoir prouvé, seule une partie peut être considérée comme prouvée. Il s'agit premièrement de la zone de drainage légale, justifiée techniquement, autour du puit foré et jusqu'à une profondeur où existe un contact huile/eau (l'huile, moins dense que l'eau, surmonte l'eau qui sature les roches du sous-sol) ou, en l'absence d'information sur un contact huile/eau, jusqu'à la profondeur maximale où ont été rencontrés des hydrocarbures (lower known hydrocarbons, LKH). Peuvent aussi être déclarées prouvées les zones légales non encore forées, contiguës à la zone forée définie précédemment. Des contraintes similaires s'appliquent pour définir la profondeur maximale prouvée. Il devient évident qu'avec de telles règles, la quantité de pétrole prouvée va augmenter au cours du temps, à mesure que le gisement se couvre de puits de production.

⁶ F. P. Richoux, Hydrocarbon reserve estimates and uncertainty, Presentation to the Energy Authority, 2004

- De plus, pour la partie prouvée du réservoir, seule une partie du pétrole en place pourra être considérée comme prouvée. Il s'agit des volumes que l'on peut espérer récupérer dans le futur avec une « certitude raisonnable » à l'aide des équipements, techniques, et conditions économiques existantes au moment de l'évaluation. Le concept de certitude raisonnable n'a cependant pas été défini, ce qui a pu conduire à des ambiguïtés et une certaine latitude d'interprétation. Notons cependant qu'en 2010, des aménagements aux règles de la SEC sont entrés en vigueur, ce qui s'est traduit par des modifications importantes des réserves prouvées de certaines compagnies américaines⁷. La notion de « certitude raisonnable » a notamment été définie, comme étant « un haut degré de confiance que les quantités seront récupérées », ce qui signifie « beaucoup plus vraisemblable d'être atteint que de ne pas l'être ». Là encore, il s'agit d'une évaluation conservatrice des quantités de pétrole récupérables.

Figure 1 : Représentation d'un gisement de pétrole vu du dessus (image du haut) et vu en coupe (image du bas), sur lequel trois puits ont été forés⁸. Les aires du gisement considérées comme prouvées sont représentées par les carrés dans l'image du haut.

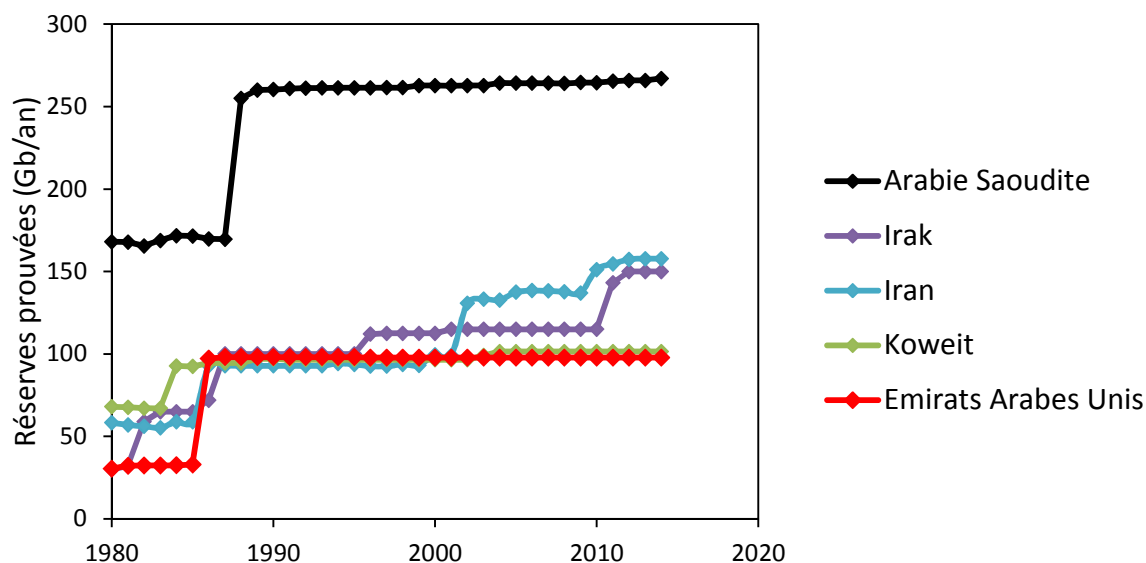


⁷ Le chaos des réserves d'hydrocarbures : exemple : les dernières estimations de BP 2013 pour le gaz », Club de Nice 28 novembre 2013

⁸ F. P. Richoux, Hydrocarbon reserve estimates and uncertainty, Presentation to the Energy Authority, 2004

L'IEA (International Energy Agency), l'EIA (US Energy Information Administration), les agences gouvernementales, la plupart des études et des bases de données se réfèrent à trois bases de données du domaine public pour avoir des chiffres de réserves prouvées pays par pays: BP Statistical Review, Oil and Gas Journal (OGJ), et World Oil. Ces données sont rassemblées avec l'aide d'associations industrielles, de compagnies pétrolières, de sources privées, et d'enquêtes effectuées au niveau des états. Il y a interdépendance entre ces bases de données, mais des écarts existent selon les sources⁹. Pour certains pays, plusieurs règles de comptabilisation sont utilisées (seules les règles SPE et de la SEC ont été mentionnées ci-dessus, mais il y en a d'autres); pour d'autres, il semble qu'il n'y ait aucune règle formelle. Pour ces pays, les chiffres des réserves prouvées sont des outils pour assoir leur politique et obtenir des financements, et les chiffres divulgués ne sont que des chiffres « politiques » incorporés sans possibilité d'audit dans les bases de données. BP indiquait à propos des chiffres de sa base de données: “[...] Les chiffres des réserves publiés ne sont pas nécessairement conformes aux définitions, recommandations, et pratiques utilisées pour déterminer les réserves prouvées au niveau des compagnies [...], ni ne représentent nécessairement la vision de BP sur les réserves prouvées par pays”¹⁰.

Figure 2 : Évolution des estimations des réserves prouvées de cinq états du Moyen-Orient (1980-2014) d'après le BP Statistical Review of World Energy 2015.



Ainsi, la nature politique des chiffres de l'OPEP apparaît clairement dans leur évolution temporelle (Figure 2), qui reflète le mécanisme des quotas de production basé en partie sur le montant des réserves prouvées. A l'adoption du système dans les années 1980s, les pays de l'OPEP entrèrent dans ce qu'on a appelé une « guerre des quotas », pendant laquelle ils augmentèrent leurs réserves les uns après les autres pour s'attribuer des quotas supérieurs ou les conserver. Cette hausse a gonflé les réserves officielles de la planète de plus de 30% en 5

⁹ Sorrell S. R., Speirs, J., Rapport de l'UKERC sur l'épuisement des réserves mondiales de pétrole, Rapport technique 1 : Sources et complexité des données, 2009 (version française 2010)

¹⁰ voir par exemple BP statistical review of world energy outlook 2005.

ans, alors qu'il y avait très peu d'activités d'exploration dans ces pays à cette époque¹¹. Piégés dans cette logique, les pays de l'OPEP ne peuvent désormais se permettre de déclarer des réserves en baisse. Certains pays ont des chiffres qui ne changent pratiquement plus, alors que d'autres sont encore en compétition (par exemple Iran et Irak, voir Figure 2). Avant ces révisions, les chiffres correspondaient probablement aux définitions de réserves prouvées des compagnies internationales présentes sur place avant leur nationalisation. Des réévaluations étaient donc justifiées, mais après plus de 30 ans de production et peu de découvertes majeures pour certains pays, comme l'Arabie Saoudite, ces chiffres sont probablement loin des définitions courantes de réserves prouvées. En l'absence de vérification par un tiers, il est difficile de savoir ce que valent ces chiffres¹².

Ainsi donc, les réserves prouvées constituent déjà par définition un mauvais indicateur de rareté, mais leur utilité est d'autant diminuée par des interférences politiques inhérentes au fait qu'il s'agit des seuls chiffres du domaine public. D'autres problèmes affectent les chiffres des réserves prouvées et seront abordés plus loin.

IV. Les réserves prouvées + probables : la meilleure estimation de la quantité de pétrole récupérable

Comme expliqué précédemment, les réserves prouvées ne sont pas représentatives de la quantité de pétrole extractible, ni ne sont déterminantes pour une compagnie lorsqu'il s'agit de décider de développer un gisement. Dans ce but, d'autres chiffres complémentaires existent, faisant appel aux notions de réserves probables et possibles. Au même titre que les réserves prouvées, il a fallu de nombreuses années pour qu'apparaissent des définitions standardisées de ces réserves. Ce n'est qu'en 1987 que la SPE reconnut dans sa classification les réserves probables et possibles. Mais le refus des membres nord-américain d'inclure les techniques probabilistes comme technique d'évaluation, en complément des techniques d'évaluation déterministes qu'ils utilisaient largement, limita l'attrait de ces définitions au niveau international. Il fallut attendre 1997 pour que les techniques probabilistes soient acceptées par la SPE dans ses définitions¹³.

Comme dit dans le chapitre précédent, les règles de la SPE imposent trois estimations de la quantité de pétrole récupérable pour un gisement (basse, meilleure, et haute) afin de refléter les incertitudes. Dans une approche déterministe, on développe trois scénarios discrets qui reflètent des combinaisons réalistes des paramètres influençant le montant de pétrole récupérable, en tenant compte des corrélations entre paramètres. Dans une approche probabiliste, on définit des distributions de probabilité d'occurrence des paramètres, ainsi que les corrélations entre paramètres. Ensuite, on génère les estimations de réserves pour un grand nombre de combinaisons possibles de ces paramètres, dans le but d'obtenir une distribution de probabilité complète (voir un exemple en Figure 3). De cette distribution, on extrait trois scénarios représentatifs qui correspondent généralement à P90, P50, et P10. Selon la SPE, le

¹¹ IEA, World Energy Outlook 2004, pg 92

¹² Sorrell S. R., Speirs, J., Rapport de l'UKERC sur l'épuisement des réserves mondiales de pétrole, Rapport technique 1 : Sources et complexité des données, 2009 (version française 2010), p21.

¹³ SPE, Guidelines for application of the petroleum resources management system, November 2011

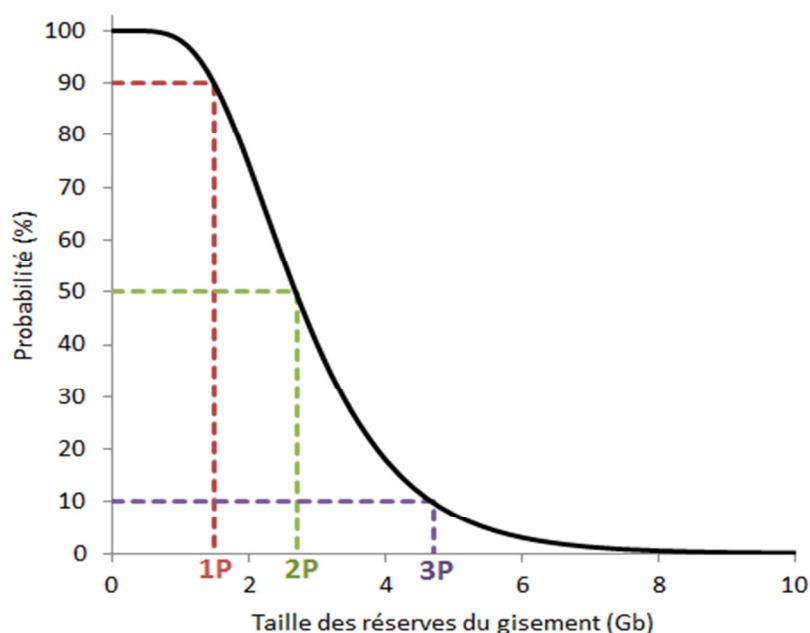
lien entre les deux approches est qu' « une estimation déterministe est un seul scénario discret qui se situerait à l'intérieur d'une gamme de scénarios obtenus par approche probabiliste ».

L'estimation basse, on l'a dit, correspond aux *réserves prouvées* (1P), pour lesquelles dans une approche probabiliste il y a 90% de chance qu'on récupérera davantage de pétrole que l'estimation annoncée (P90).

La meilleure estimation correspond aux *réserves prouvées et probables* (2P) pour lesquelles dans une approche probabiliste il y a 50% de chance qu'on récupérera davantage de pétrole que l'estimation annoncée (P50).

L'estimation haute correspond aux *réserves prouvées, probable, et possibles* (3P), pour lesquelles dans une approche probabiliste il n'y a que 10% de chance qu'on récupérera davantage de pétrole que l'estimation annoncée (P10).

Figure 3 : Exemple de courbe de probabilité (d'extraire au moins la quantité de pétrole indiquée), reflétant les incertitudes sur le montant des réserves d'un gisement.



Note : dans cet exemple, il y a 90% de chance de récupérer plus de 1,5 Gb (1P), 50% de chance de récupérer plus de 2,7 Gb (2P) et 10% de chance de récupérer plus de 4,7 Gb (3P). La moyenne correspond à 3Gb et une probabilité de 40%; la moyenne est la valeur attendue, et se rapproche fortement de 2P.

Selon la SPE, « s'il ne fallait fournir qu'un seul résultat représentatif, on considère que la "meilleure estimation" correspond à l'évaluation la plus réaliste des quantités récupérables. On considère généralement qu'il s'agit de la somme des estimations prouvées et probables (2P)... »¹⁴. En fait, il serait plus juste d'utiliser la moyenne de la distribution de probabilité et non la valeur médiane qu'est le 2P, mais elle est rarement disponible dans les bases de données, et comme elle se rapproche souvent du 2P, ce dernier est utilisé. Avec une telle définition des réserves, le phénomène de croissance des réserves est bien moindre que pour le

¹⁴ SPE, Guidelines for application of the petroleum resources management system, November 2011

1P, puisque statistiquement la moitié des gisements devrait voir ses réserves réévaluées à la hausse tandis que l'autre moitié devrait être réévaluée à la baisse. Les erreurs de sommation des gisements individuels pour obtenir les chiffres d'un pays sont également beaucoup plus faibles pour le 2P que pour le 1P.

Vu les problèmes du 1P, et comme le 2P constitue la meilleure estimation de la quantité de pétrole récupérable, peu soumise au facteur définitionnel de « croissance des réserves », il semble plus que nécessaire de remplacer les réserves 1P par les réserves 2P dans les analyses. Cependant, les réserves 2P sont des données industrielles généralement confidentielles, que seuls quelques pays au monde rendent publiques : le Royaume Uni et la Norvège divulguent les données par champ, et les États-Unis donnent les données historiques des champs du Golfe du Mexique¹⁵. Pour les autres pays, les données industrielles sont accessibles au moyen de bases de données privées, telles que Wood Mackenzie, Rystad, IHS. Leur accès est très coûteux et parfois conditionné à des restrictions au niveau de la publication des travaux qui en découlent. L'obtention des chiffres demande en effet un très patient travail de collecte des données, parfois par le biais de "scouting", qui est une forme d'espionnage industriel¹⁶. Vu ces contraintes, peu d'études publiques ont les moyens d'avoir accès à ces chiffres.

Les données 2P ne sont pas dénuées d'autres faiblesses, qu'elles partagent avec les réserves 1P : bases de données incomplètes, absence de consensus méthodologique sur les définitions, qualité inégale des sources de données. Elles doivent donc être utilisées avec les précautions qui s'imposent, et faire appel si nécessaire à des comparaisons avec d'autres sources, et avec des estimations obtenues à l'aide de courbes de production (ces techniques ne sont valables que pour des gisements matures, mais permettent d'évaluer la qualité de la base de donnée). Cependant, nous verrons qu'on pourra souvent se contenter d'évaluations grossières des réserves 2P pour effectuer des prévisions.

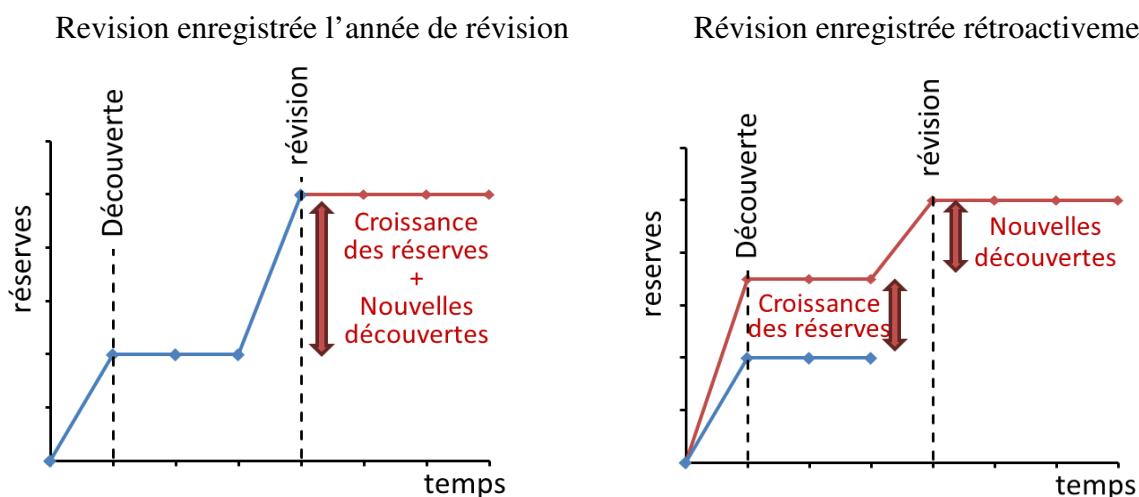
V. Les réévaluations des réserves : deux méthodes de comptabilisation, deux visions de l'évolution temporelle des réserves.

Périodiquement, en cours d'exploitation des gisements, les réserves sont réévaluées, avec parfois une croissance importante des montants publiés, comme c'est le cas des réserves prouvées. Mais il y a deux manières de comptabiliser ces réévaluations dans les bases de données : les comptabiliser soit l'année de la révision, soit rétroactivement l'année de découverte du gisement. Le choix de l'une ou de l'autre méthode a une grande influence sur la perception de l'évolution des réserves.

¹⁵ J. Laherrère, Le chaos des réserves d'hydrocarbures : exemple : les dernières estimations de BP 2013 pour le gaz, Club de Nice, 28 novembre 2013

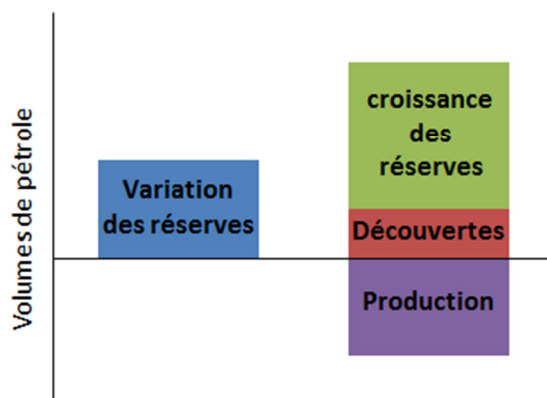
¹⁶ B. Durand : Les combustibles fossiles, grands oubliés du Débat national sur la transition énergétique (DNTE), décembre 2013

Figure 4 : Evolution historique des réserves d'un ensemble de gisements selon la méthode de comptabilisation des réévaluations de réserves. Sur ces schémas, la réévaluation des réserves d'un gisement découvert antérieurement coïncide avec de nouvelles découvertes. La réévaluation est comptabilisée soit l'année de la révision (gauche), soit comptabilisée rétroactivement à l'année de découverte du gisement (droite).



Typiquement, les réévaluations des réserves IP apparaissent dans les chiffres de l'année pendant laquelle s'est effectuée la réévaluation. Avec cette façon de faire, les chiffres des réserves sont modifiés à la fois par le phénomène de croissance des réserves et les nouvelles découvertes, les contributions respectives des deux phénomènes étant indissociables dans les bases de données publiques (Figure 4, gauche). La Figure 5 représente une situation où les réserves d'une région augmentent d'une année à l'autre malgré une production supérieure aux nouvelles découvertes. Elles augmentent parce que le phénomène de croissance des réserves est ici très important. Mais dans le cas où la croissance des réserves est largement due à des facteurs définitionnels, cette croissance correspond surtout à un jeu comptable, un changement de catégorie du pétrole extractible, qui passe de la catégorie probable à prouvée au cours du temps. Le signal d'alerte qu'aurait pu constituer la faiblesse des découvertes est perdu.

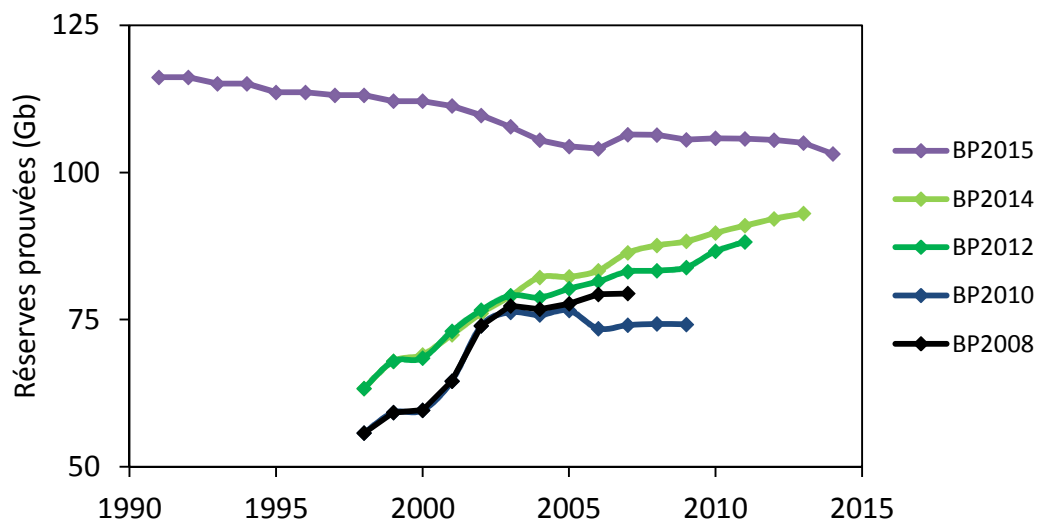
Figure 5 : A droite, contributions de différents facteurs à la variation des réserves d'une année à l'autre. A gauche, résultat net de ces contributions.



Quant aux réévaluations des réserves 2P, elles sont appliquées rétroactivement à l'année de découverte du gisement, ce qui modifie l'ensemble des chiffres historiques entre l'année de découverte et l'année de révision (voir Figure 4, droite). On évite ainsi que du pétrole découvert dans le passé surgisse dans les chiffres actuels par le phénomène de « croissance des réserves » ; En appliquant ces révisions rétroactives de façon systématique, on peut séparer la contribution des nouvelles découvertes (en comparant deux années à l'intérieur d'une même série historique) et la contribution de la croissance des réserves (en comparant la même date entre deux séries historiques estimées à des années d'intervalle). C'est l'un des grands mérites de la révision rétroactive, qui permet d'obtenir le signal d'alerte constitué par l'évolution des découvertes.

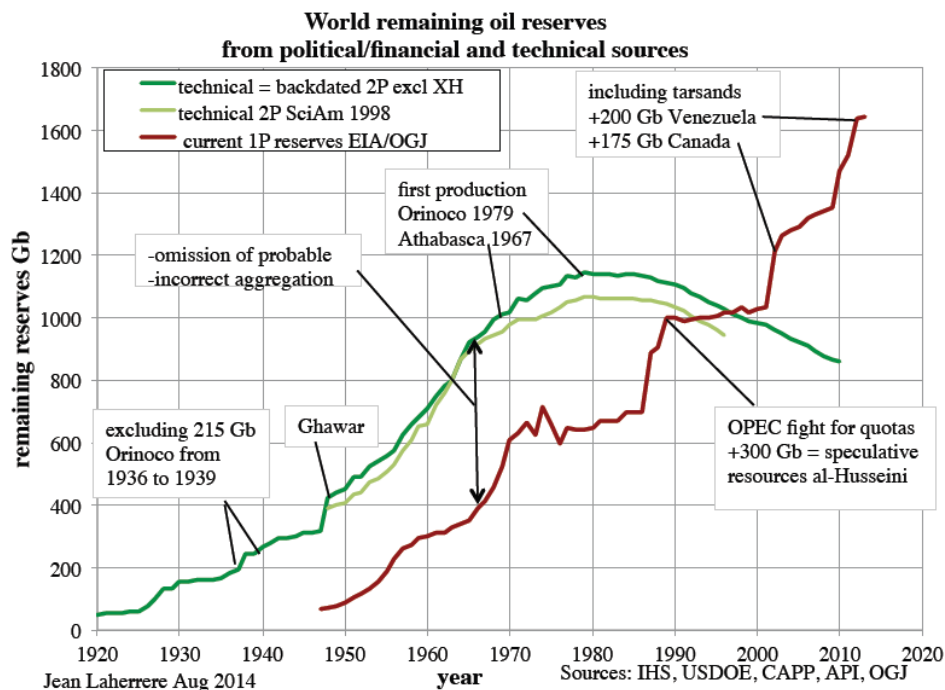
Seules les réserves 2P devraient être réévaluées rétroactivement, car pour le 1P la contribution définitionnelle à la croissance des réserves est très importante, et conduirait à sous-estimer grandement les découvertes récentes (non encore soumises au phénomène de croissance des réserves) par rapport aux découvertes anciennes (soumises à plusieurs décennies de croissance des réserves). Cependant, pour les réserves 1P des bases de données publiques, on trouve un mélange des deux méthodes, ce qui brouille considérablement l'interprétation des données. Voir par exemple les séries historiques de la base de données BP concernant la Fédération de Russie (Figure 6). La série historique de 2015 donne une vision décroissante des réserves depuis l'éclatement de l'URSS en 1991. Les séries historiques antérieures donnaient au contraire une vision croissante des réserves avec le temps (et étaient vides avant 1998).

Figure 6 : Évolution des réserves prouvées de la Fédération de Russie d'après le BP Statistical Review of World Energy, en fonction des dates de mise à jour des données.



Comparons à présent une série historique des réserves mondiales 2P de l'industrie et une série historique des réserves mondiales 1P du domaine public (Figure 7)¹⁷. Par définition, le 1P devrait toujours être inférieur au 2P, c.-à-d. sous-estimer la quantité de pétrole extractible. C'est bien le cas jusqu'à l'an 2000 environ, mais plus actuellement car le 1P est biaisé par des chiffres de nature politique (les révisions des années 1980 liées à la « guerre des quotas » de l'OPEP sont parfaitement visibles), et qu'il incorpore de grandes quantités de pétrole non-conventionnel absentes des réserves 2P (l'ajout récent de l'extra-lourd vénézuélien, et celui des sables bitumineux canadiens sont également visibles). L'agrégation de pétroles conventionnels et non-conventionnels dans les bases de données publiques des réserves 1P peut constituer, on le voit ici, un inconvénient supplémentaire à l'analyse des données.

Figure 7 : Évolution des réserves mondiales de pétrole 1P (OGJ) et 2P (Laherrère)¹⁸.



Plus intéressant est l'évolution des réserves 2P. Un déclin est présent depuis 30 ans : on découvre moins de pétrole qu'on en extrait annuellement. Le signal d'alerte de la faiblesse des découvertes dont on a discuté plus haut est bien visible dans le 2P, mais invisible dans l'évolution des réserves 1P, puisqu'elles continuent de croître. On a donc bien deux images différentes de la réalité. On notera également que deux séries historiques 2P sont présentes, construites à un peu plus de 10 ans d'intervalle, montrant un effet du phénomène de croissance des réserves sur le 2P, de l'ordre de 100 Gb.

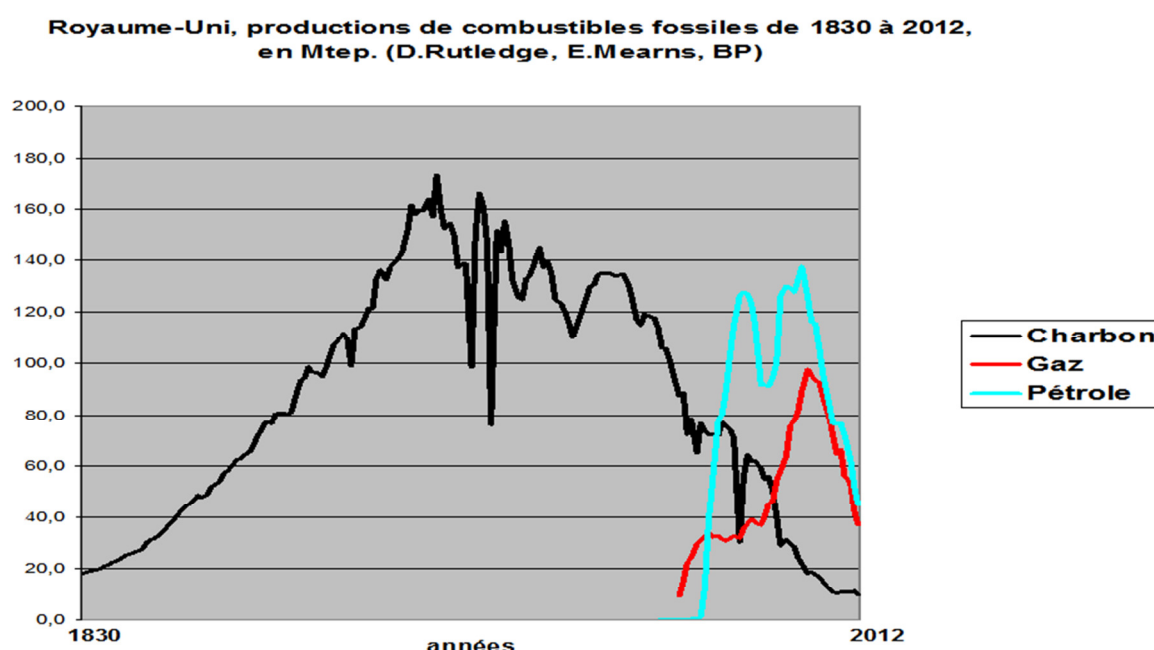
¹⁷ Les données 2P ont été compilées par Laherrère à partir de différentes sources de l'industrie et corrigées sur base de son expérience personnelle; les données 1P sont celles de OGJ. La discussion qui suit porte sur l'évolution temporelle de ces données. On obtiendrait sensiblement les mêmes évolutions et conclusions si les données 1P et 2P provenaient d'autres sources.

¹⁸ J. Laherrère, Quoi de neuf sur la production d'énergie !, Cours Mastere OSE Mines Paris Tech, 2014

VI. Liens entre stocks et flux : l'évolution des réserves 1P ou 2P ne permet pas d'anticiper un déclin de production

Jusqu'à présent, on s'est intéressé à l'évolution des stocks (les réserves), mais ce qui importe en réalité, c'est le flux (la production quotidienne) qu'on peut en obtenir. Et le flux qu'on peut espérer d'un gisement est bien éloigné de l'image qu'on peut avoir quand on fait un plein d'essence à la pompe, où le débit est indépendant des réserves et s'arrête brusquement quand la citerne est vide. Prenons à titre d'exemple les exploitations de charbon, pétrole et gaz du Royaume-Uni, toutes trois en déclin à cause de multiples facteurs « sous terre » et « en surface »¹⁹ (Figure 8).

Figure 8 : 1 Productions de charbon, de gaz et de pétrole au Royaume-Uni de 1830 à 2012, ramenées à la même unité de contenu énergétique²⁰.



Les courbes de production sont marquées de mouvements erratiques dus à des événements majeurs de nature politique (première et deuxième guerre mondiale, grèves), économique (crise des années 1930s), et accidentelle (explosion d'une plateforme qui a désorganisé momentanément la production de pétrole en Mer du Nord), mais elles sont bien composées de trois phases principales: hausse, pic et déclin.

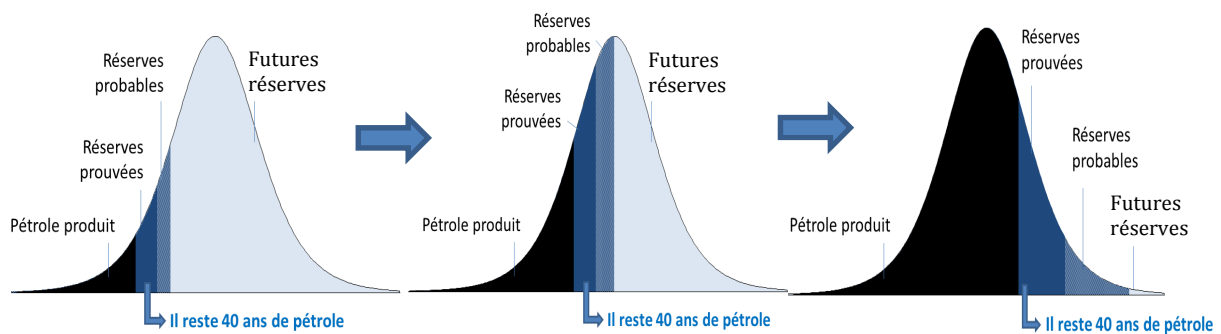
Globalement, les courbes de production ressemblent à des courbes en cloche, et on peut raisonnablement supposer qu'un comportement similaire s'observera au niveau mondial pour le pétrole. Il est dès lors légitime de se demander si l'évolution des réserves de pétrole identifiées peut permettre d'anticiper un déclin de la production. Certains estiment d'ailleurs qu'il ne faudra se préoccuper de problèmes de disponibilité du pétrole que lorsque les chiffres des réserves commenceront à décliner. Cependant, de nombreux exemples à travers le monde

¹⁹ On vient d'annoncer fin 2015 la fermeture de la dernière mine de charbon du Royaume-Uni.

²⁰ B. Durand : Les combustibles fossiles, grands oubliés du Débat national sur la transition énergétique (DNTE), décembre 2013

de pays ayant franchi leur pic de production contredisent cette opinion. Cela s'explique par le fait que les réserves 1P et 2P identifiées ne constituent qu'une fraction de la production cumulée totale, soit une partie de l'information nécessaire pour obtenir la vue d'ensemble du phénomène, comme illustré schématiquement en Figure 9. Ainsi, il n'est pas inconcevable d'avoir des réserves prouvées qui se montent constamment à « 40 ans de pétrole »²¹, que ce soit en phase de hausse, de pic, ou de déclin de la production.

Figure 9 : Courbe de production schématique s'étalant sur 300 ans d'exploitation. Snapshots pris à trois époques différentes, où sont représentées la production passée (en noir) et la production future (divers bleus).



Le principal élément manquant pour obtenir la vue d'ensemble du phénomène, et dont nous n'avons pas parlé jusqu'à présent, est le rôle des futures découvertes. L'aire sous la courbe en cloche représente la totalité du pétrole qui sera extrait pendant la durée de vie de l'exploitation. En cours d'exploitation, il s'agit de la somme du pétrole déjà produit, des réserves prouvées et probables identifiées, et des futures réserves (nouvelles découvertes et réévaluations futures). L'ensemble constitue ce qu'on appelle les « réserves ultimes ».

Les réserves ultimes ne seront connues de façon fiable qu'au moment où la production s'arrêtera définitivement. Mais si on pouvait estimer grosso modo une valeur d'ultime, cela permettrait d'estimer là aussi grosso modo un moment où il sera de plus en plus difficile de croître la production, annonciateur d'un déclin. En effet, dans un profil de production symétrique, le pic est atteint lorsque *la moitié de l'ultime a été produit*.

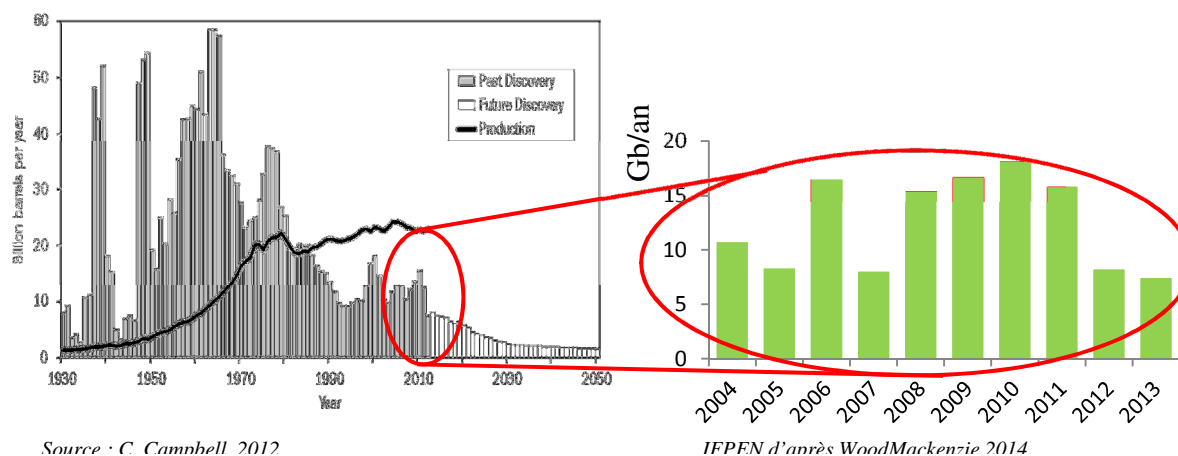
Il n'y a aucune nécessité théorique à ce que le profil soit symétrique. Un pic tardif est possible, car certains moyens technologiques peuvent booster la production sur le court terme, mais ça signifie par la suite un déclin plus rapide de la production. Un pic hâtif est également possible, car ce sont généralement les gros gisements au débit élevé qui sont découverts et développés en premier²². C'est d'ailleurs ce qu'on observe pour le profil historique des

²¹ Les 40 ans de pétrole signifient que les réserves identifiées peuvent durer 40 ans si on était capable de les vider à un débit constant, celui de l'année pendant laquelle on a fait la prévision. Ces réserves tiennent moins de 40 ans en phase de croissance de la production, et plus de 40 ans en phase de déclin de la production. Cela se marque sur le graphique par une étendue plus ou moins forte des réserves (ici prouvées) selon l'axe du temps.

²² Cette analyse est faite pour un profil de production mondial, qui regroupe un très grand nombre de gisements individuels de toutes tailles. Pour un gisement individuel, le profil est clairement asymétrique, avec un pic hâtif,

découvertes (Figure 10). Il est asymétrique, avec un pic hâtif atteint en 1960, et une queue des découvertes qui va encore certainement s'étirer pendant de nombreuses décennies. Quelque soit le facteur qui l'emportera, comme on ne peut produire que le pétrole qui a été découvert, la courbe de production sera nécessairement une image plus ou moins déformée et décalée dans le temps de la courbe des découvertes.

Figure 10 : Evolution des découvertes (2P) et de la production de pétrole conventionnel depuis 1930 (image de gauche) ; évolution récentes des découvertes 2P de pétrole (image de droite)¹.



Source : C. Campbell 2012

IFPEN d'après WoodMackenzie 2014

Une approche prudente voudrait qu'en première approximation, on considère le moment où la déplétion s'approche du seuil de 50% de l'ultime comme signal de difficultés croissantes à augmenter la production, c.-à-d. qu'un pic de production est envisageable à moyen terme. L'ultime ici considéré doit être vu comme un ultime *pratique*, qui tient compte des multiples facteurs connus influençant la production, et non comme un ultime *absolu*, théorique, où l'entièreté de la ressource aurait été exploitée. On ne peut en effet jamais présumer de certaines bonnes surprises futures, mais ces dernières ne pourront pas retarder le pic de production si elles ont lieu trop loin dans le futur ; elles ne feront qu'atténuer le déclin. Donc, si on est encore très loin d'avoir extrait 50% de l'ultime estimé, il y a de grandes chances que des révisions à la hausse de l'ultime auront lieu suffisamment tôt pour postposer le pic. Par contre, si on a déjà extrait près de 50% de l'ultime estimé, et qu'il reste moins d'une décennie pour atteindre ce seuil de 50%, il y a peu de chance que des changements suffisamment importants aient lieu pour influencer significativement la date du pic. Enfin, malgré toutes les approximations faites dans ce genre d'étude, dans un contexte de croissance de la demande, *on pourra se contenter d'une estimation assez grossière d'ultime* car, comme nous le verrons par la suite, la date du pic de production est peu modifiée par des variations d'ultime de quelques dizaines de pourcents.

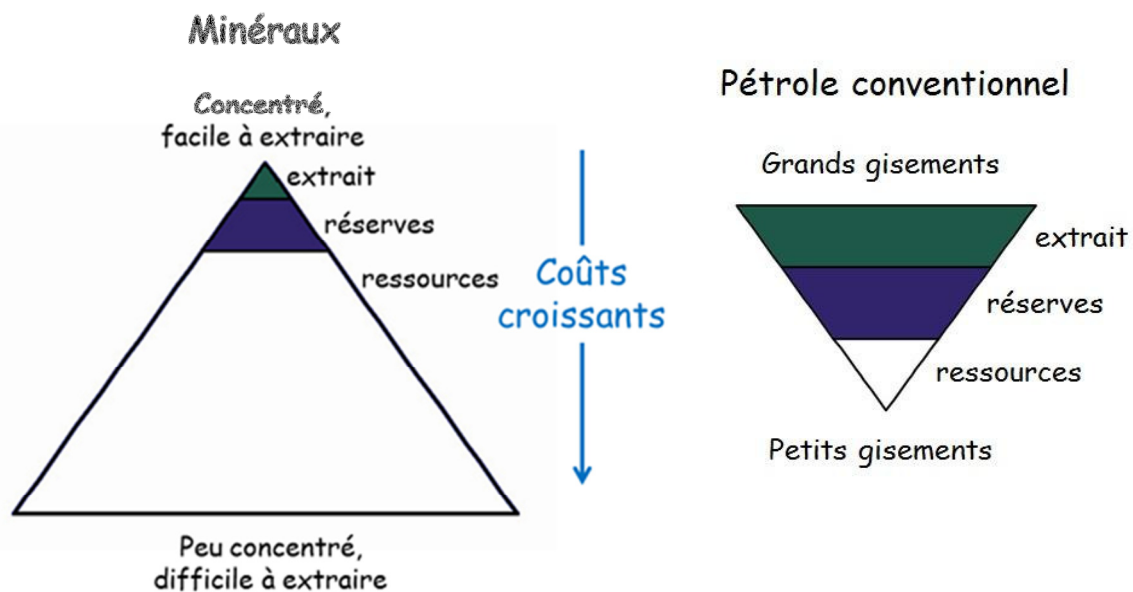
et au niveau des pays, divers facteurs (quotas, politique, dominance d'un petit nombre de gisements) peuvent déformer considérablement les profils de production.

VII. La pyramide des ressources : une représentation inexacte du potentiel de découvertes

Mais peut-on estimer le potentiel de nouvelles découvertes ? L'image trompeuse donnée par l'évolution des réserves prouvées a convaincu de nombreux analystes que la quantité de pétrole restante est « inconnue et indéterminable », et qu'il est sans cesse possible de générer davantage de réserves prouvées via de nouvelles découvertes. Cette vision est supportée par une illustration souvent utilisée pour expliquer la dynamique de classification d'une ressource minérale en réserves : la *pyramide des ressources*, dont une illustration simplifiée se trouve en Figure 11.

La pyramide représente l'ensemble des *ressources*, c.-à-d. tout ce qui existe, que le minerai soit découvert ou non, techniquement et économiquement exploitable ou pas. Les minerais les plus riches et facilement accessibles sont présents en faible quantité. Ils sont représentés par le haut étroit de la pyramide. Les minerais pauvres et difficilement accessibles sont présents en plus grande quantité. Ils sont représentés par la base large de la pyramide. Historiquement, l'Homme a entamé les ressources aux coûts les plus faibles, c.-à-d. le haut de la pyramide. Mais avant d'extraire les ressources, il faut les découvrir. La découverte d'une ressource entraîne qu'une fraction de celle-ci sera classée comme *réserves*, pourvu que l'extraction soit considérée possible sous certaines conditions. A mesure que les ressources les plus faciles sont découvertes et que les facteurs techniques permettent de se tourner vers des minerais plus difficiles, on descend vers le bas de la pyramide. Et on pourra descendre d'autant plus bas que les prix sont élevés. Le processus de découverte convertit d'importantes quantités de ressources en réserves au cours du temps, reculant constamment l'épuisement annoncé.

Figure 11 : Représentation simplifiée d'une pyramide des ressources pour certains minéraux métalliques (gauche) et pour les hydrocarbures conventionnels (droite).



Cette image de la pyramide est assez représentative de nombreux minéraux qui existent en concentration plus ou moins diffuse dans les roches, et où la teneur de coupure²³ pratiquée par les exploitants miniers dépend très fortement du prix. A la limite, le potentiel de conversion des ressources en réserves est très élevé puisque la plupart des minéraux se trouvent dans l'eau de mer et le granit, desquels ils sont théoriquement extractibles²⁴.

Mais le pétrole conventionnel est très différent des autres minéraux. Au lieu d'être dispersé de façon diffuse dans des accumulations, il se trouve concentré dans des pièges géologiques aux frontières définies, les gisements. Et la taille de ces objets suit une distribution statistique inégalitaire, qui est caractéristique de nombreux phénomènes, comme par exemple la fréquence des éléments chimiques dans l'univers ou des mots dans un texte, l'amplitude de l'énergie libérée par les tremblements de terre et les ouragans, le montant des revenus individuels ou des capitalisations boursières, ou la taille des étoiles, des galaxies, ou des villes d'un pays. En prenant ce dernier exemple, si on classait les villes en fonction du nombre décroissant d'habitants, on constaterait qu'il y a très peu de très grandes métropoles, quelques grandes villes, beaucoup de villes moyennes, énormément de petites villes, et encore plus de villages et de hameaux. Et malgré qu'il y ait peu de métropoles et de grandes villes, elles concentrent une grande partie de la population. Si on représente sur un graphique log-log les plus grandes villes d'un pays en fonction de leur rang, on trouve une courbe caractéristique qui peut être décrite par une distribution mathématique de type fractale parabolique. En extrapolant à la plus petite unité, qui peut être une maison isolée, il est même possible d'estimer grossièrement la population d'un pays.

Un résultat similaire est obtenu en représentant sur un graphique log-log la taille des gisements de pétrole conventionnel (sous forme de réserves 2P) en fonction de leur rang. La quantité de pétrole récupérable est donc loin d'être illimitée, et on peut déjà en avoir une approximation très grossière par extrapolation si on connaît les gisements les plus gros (ce sont généralement eux qui sont découverts et mis en exploitation en premier). La loi de répartition statistique des gisements modifie aussi concrètement la représentation qu'on peut avoir de la pyramide des ressources, car les gisements qui occupent le haut de la pyramide sont ceux qui sont les plus rentables, c.-à-d. les plus gros, ceux qui concentrent la plus grande partie du pétrole récupérable de la planète. Au contraire, les gisements moins rentables qui occupent le bas de la pyramide sont plus nombreux, mais l'effet de leur nombre est fortement atténué par leur petite taille. Pour le pétrole conventionnel, il est donc plus représentatif d'utiliser une représentation de la pyramide des ressources « pointe en bas » au lieu d'une représentation « pointe en haut ».

La conséquence la plus importante de ce renversement de la pyramide est qu'en moyenne, une montée des prix permettant d'aller mettre en production des gisements moins intéressants fera peu varier le volume de l'ultime. Cela explique pourquoi les prix élevés de ces dernières années n'ont pas fondamentalement altéré la tendance à la baisse des découvertes observée

²³ La teneur de coupure est la teneur minimale (par exemple en kg de métal par tonne de matière première) au-dessus de laquelle le gisement est économiquement exploitable, en fonction des coûts d'extraction et des prix du minerai extrait.

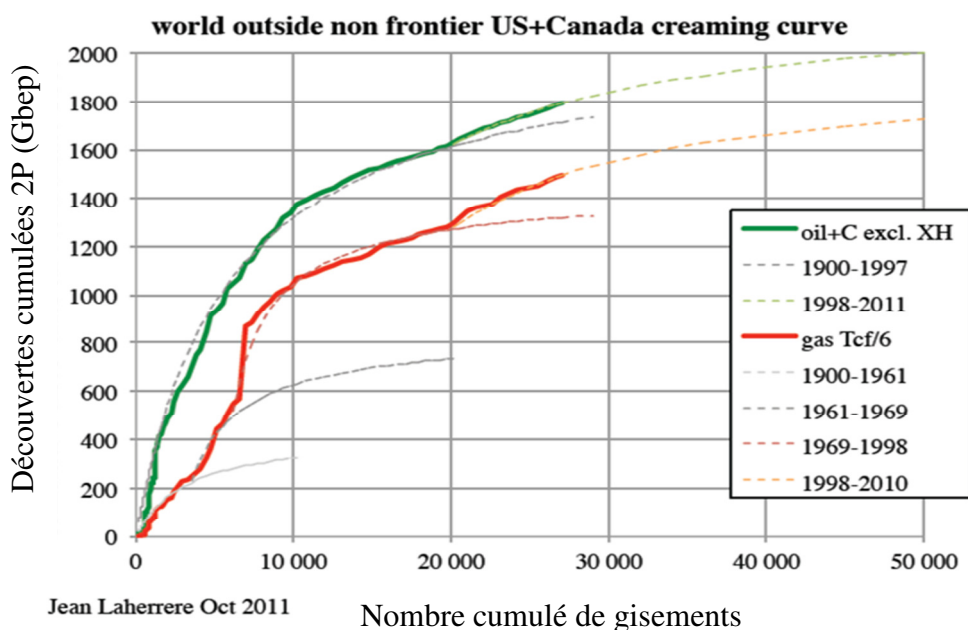
²⁴ Maurice Allègre, Pics de production, note CLARMIX, octobre 2013

depuis les années 1960 (Figure 10). En dix ans, affirmait récemment l'IFPEN, les budgets d'exploration ont été multipliés par cinq, mais depuis 2010, les volumes découverts baissent chaque année²⁵. Actuellement, pour un baril découvert, ce sont environ deux barils qui sont consommés. En fait, cela fait 30 ans que les nouvelles découvertes ne permettent plus de compenser les volumes extraits. Nous avons déjà tiré cette conclusion en observant une série historique des réserves 2P, qui sont en déclin depuis 30 ans (Voir Figure 7).

VIII. Les courbes d'écrémage : un outil d'estimation du potentiel de découvertes

Pour obtenir une estimation pratique de l'ultime, la méthode des *courbes d'écrémage* est couramment utilisée. Elle consiste à représenter graphiquement l'évolution des découvertes 2P cumulées en fonction de l'effort de découverte, par exemple le nombre de forages d'exploration ou de gisements découverts (Figure 12).

Figure 12 : Courbes d'écrémage du gaz naturel et du pétrole brut (hors extra-lourd) pour le monde (hors onshore USA et Canada), extrapolées à 50.000 gisements.



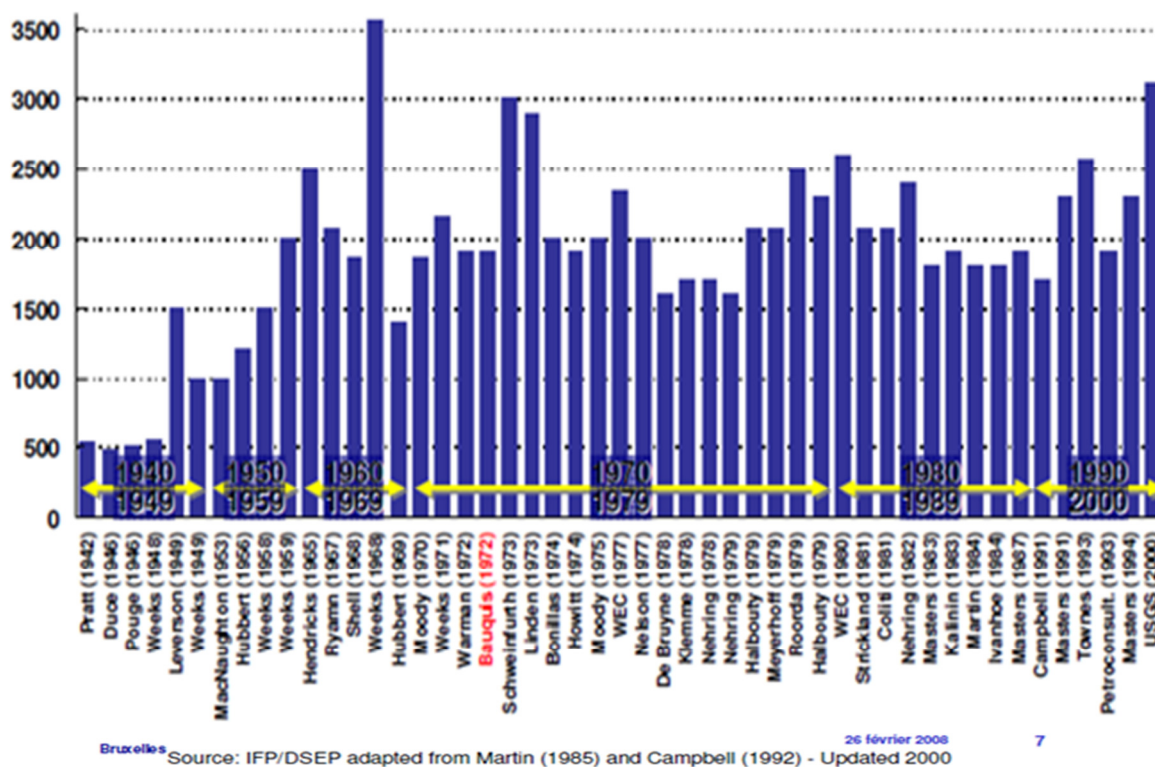
Ecrémer veut dire retirer la crème du lait, et par généralisation, retirer ce qu'il y a de meilleur dans un ensemble. Ici, ce sont les plus gros gisements, parmi tous ceux qui existent. Et effectivement, ce sont eux qui sont souvent découverts en premier. Lors des premiers forages d'exploration, les découvertes cumulées vont donc augmenter rapidement. Par la suite, il y aura de plus en plus de petits gisements découverts et la hausse des découvertes cumulées sera de moins en moins prononcée ; la courbe d'écrémage s'aplatit. Si on extrapole la courbe d'écrémage pour un très grand nombre de gisements à découvrir, on obtient une estimation de l'ultime. Cette estimation est très grossière, certains facteurs conduisant tantôt à la surestimer, tantôt à la sous-estimer (notamment, tous les défauts des chiffres 2P y sont présents). Il faut

²⁵ G. Hureau, R. Vially, IFPEN, Panorama 2015, le point sur... Nouvelles découvertes de gaz et pétrole conventionnels, 2014

également garder à l'esprit que les courbes d'écrémage peuvent présenter plusieurs cycles de découvertes, certains de ces cycles pouvant démarrer tardivement. Malgré ces inconvénients, les courbes d'écrémage sont utiles pour indiquer le potentiel de découvertes restantes au sein d'un cycle. Elles fournissent ainsi une première estimation pratique de l'ultime qui peut être affinée par d'autres méthodes (telles que l'étude de distribution en taille des gisements dont on a parlé précédemment), et « corrigée » pour y intégrer un degré réaliste d'amélioration future des taux de récupération.

L'historique de certaines estimations d'ultime de pétrole brut conventionnel montre que leur ordre de grandeur (entre 1,5 et 3,5 Tb) n'a pas beaucoup évolué depuis les années 1960s (Figure 13), malgré plusieurs décennies d'accumulation de données et de progrès techniques. Ainsi, l'IEA écrit en 1998²⁶ : « Depuis 1958, les estimations d'ultime publiées valent en moyenne 2023 Gb ». On est loin de l'image de croissance véhiculée par les réserves prouvées, qui ont été multipliées par 5 depuis 1960.

Figure 13 : Évolution historique des estimations des réserves ultimes de pétrole conventionnel (en Gb)²⁷.



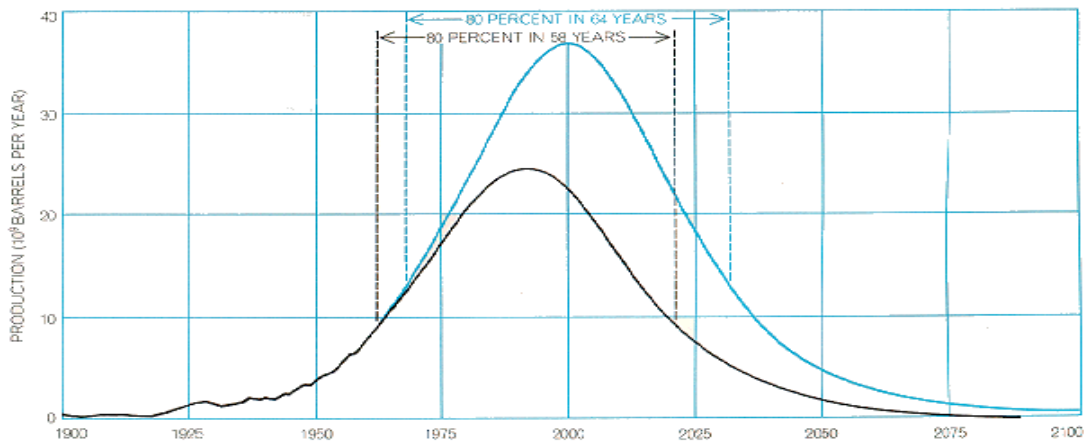
²⁶ IEA, WEO1998, p99

²⁷ Bauquis P.-R., audition de la chambre des représentants du Parlement Fédéral belge, Les pics mondiaux de production du pétrole et du gaz et leurs impacts sur l'avenir des énergies, 26 février 2008.

IX. Les prévisions de pic du pétrole conventionnel

Dès les années 1960s, en se basant sur des estimations d'ultime de l'époque, des analystes ont proposé des courbes de production pétrolière suivant une trajectoire en cloche. Ces courbes sont souvent appelées courbes de Hubbert, en référence au géophysicien américain qui développa le modèle.

Figure 14 : Projections de production pétrolière développées par M. K. Hubbert, ici publiées dans un livre de 1971²⁸. Deux valeurs d'ultime ont été considérées : 1350 et 2100 Gb.



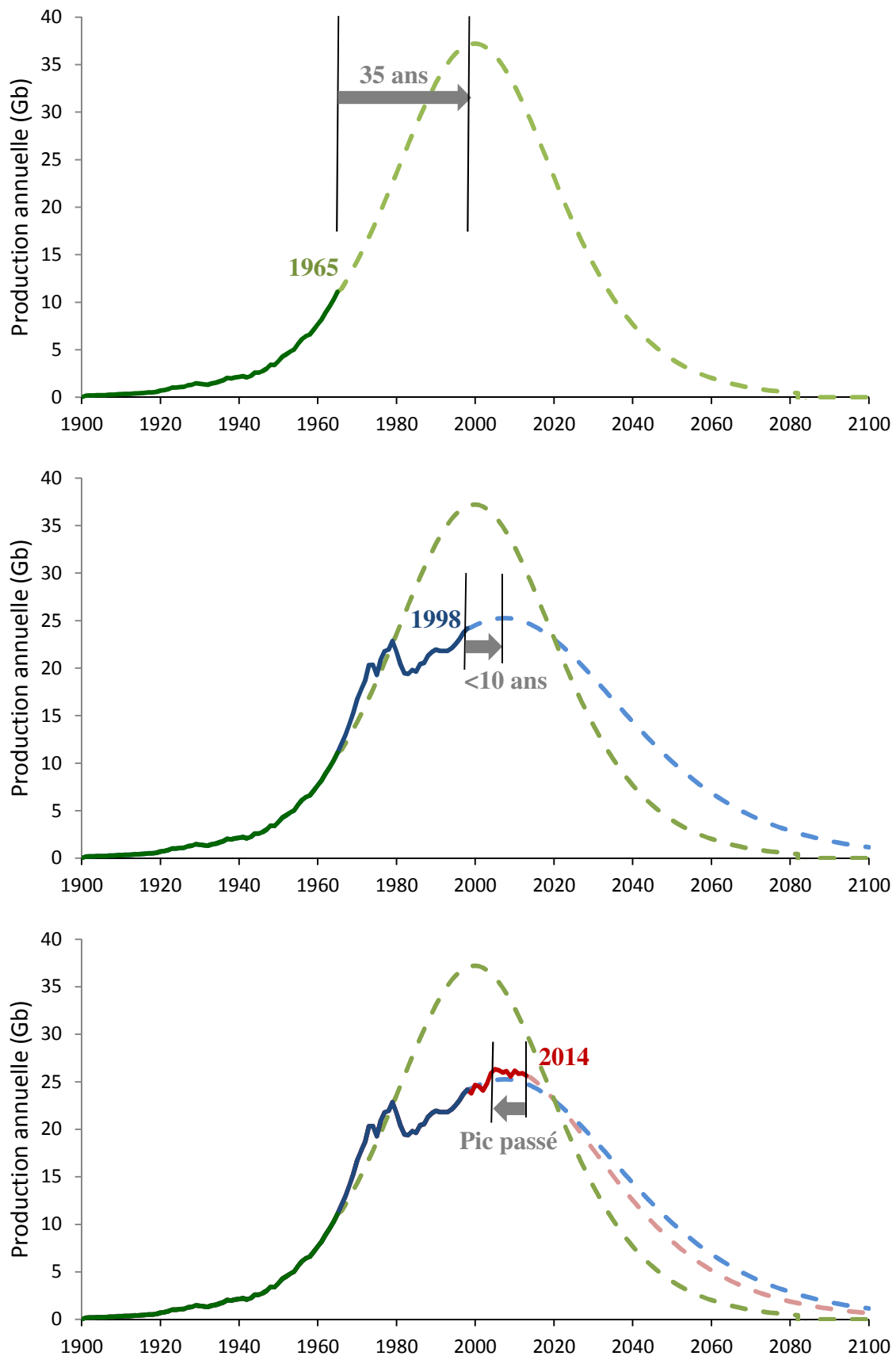
On retrouve ces courbes dans de nombreux livres grand public publiés dans les années 1970s, preuve que ces modèles avaient une certaine notoriété à l'époque²⁹. La Figure 14 représente deux courbes proposées par Hubbert à l'époque, afin de tenir compte des incertitudes sur l'ultime. Une observation majeure qu'on peut retirer de ce graphique est que, malgré des ultimes très différents, 1350 et 2100 Gb, la date du pic n'est affectée que d'environ 10 ans.

Comme les pics étaient prévus dans les années 1990-2000 et que rien ne s'est passé, certains ont affirmé que la méthode de Hubbert n'était pas appropriée. C'est cependant négliger que les chocs pétroliers ont cassé le régime de croissance de la production dans les années 1980s, postposant le pic de plusieurs années. De la même façon qu'il faut garder une certaine flexibilité dans la définition de l'ultime, il faut également être flexible dans l'utilisation du modèle de Hubbert, et l'adapter en fonction des nouvelles connaissances du moment. C'est ce que font d'ailleurs tous les prévisionnistes. Avec les informations disponibles dans les années 1960s, les ultimes étaient à peine entamés (moins de 10-20% extrait), les prévisions conduisaient à des pics 25 à 35 ans plus tard (Figure 15, haut), soit un laps de temps où beaucoup de choses peuvent se passer. Si on avait refait le même exercice 30 ans plus tard, fin des années 1990s, on aurait abandonné la valeur de 1350 Gb, trop basse selon les connaissances du moment, mais on aurait conservé la valeur de 2100 Gb. On se serait alors rendu compte que l'ultime était à présent entamé à 40%, et que les chocs pétroliers nous avaient offert un délai de grâce de moins de 10 ans (Figure 15, intermédiaire).

²⁸ M. King Hubbert, *Energy and power*, A Scientific American Book, 1971, pg 39. Les chiffres de 2100 Gb proviennent de W.P.Ryman, Standard Oil Co. of New Jersey, 1967, et au vu des montants pour le Canada et l'Amérique Latine, contiennent vraisemblablement une part de non-conventionnels, mais qui ne change pas grand-chose aux conclusions générales.

²⁹ Par exemple, *Crise de l'énergie*, Bibliothèque Laffont des grands thèmes, 1975 ; M. Grenon, *Le nouveau pétrole*, Hachette, 1975.

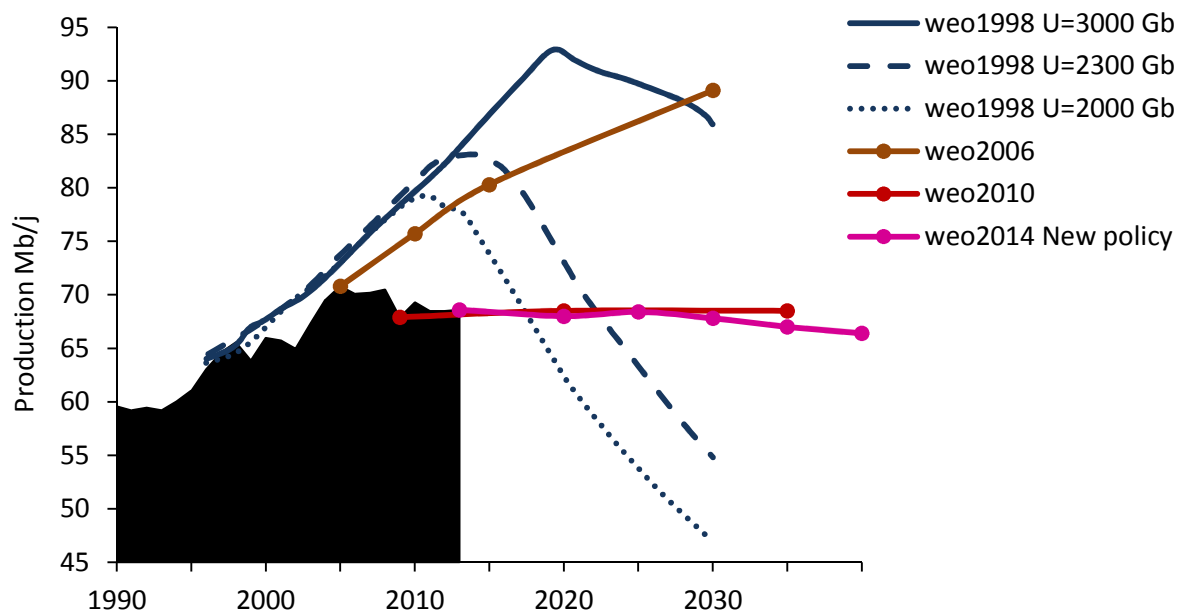
Figure 15 : Projections de production pétrolière telles qu'on aurait pu les faire en connaissant les chiffres de production jusqu'en 1965 (haut), 1998 (intermédiaire), et 2014 (bas). Les aires sous les courbes sont identiques et correspondent à un ultime de 2100 Gb



Dix ans avant le pic, c'est un laps de temps suffisamment court que pour constituer un signal d'alerte. Si on refait l'exercice aujourd'hui, un ultime de 2100 Gb est toujours plausible, et cet ultime est entamé à 60%. On est au-delà du seuil critique de déplétion de 50% ; le pic est sensé avoir été dépassé et la production être en déclin. Voit-on cela dans les données historiques de production ? Oui. La production décline, bien que faiblement, depuis presque 10 ans (Figure 15, bas). Hubbert avait donc globalement raison, et il y a fort à parier que le déclin se poursuive dans le futur si 2100 Gb constitue un bon ordre de grandeur pour l'ultime. Par prudence, vu les incertitudes, des scénarios basés sur différentes valeurs d'ultime devraient être envisagés.

Fin des années 1990s justement, en 1998, l'IEA utilisa la méthodologie de Hubbert dans son rapport annuel World Energy Outlook (WEO). C'était un réel changement de la part de l'IEA, car, habituellement, elle utilise surtout un modèle de la demande à laquelle l'offre est supposée s'adapter pourvu que les investissements soient suffisants. Pour refléter les incertitudes sur l'ultime, l'IEA considéra des valeurs de 1800, 2000, 2300 et 3000 Gb, avec 2300 Gb comme scénario de référence. Et comme Hubbert à son époque, l'IEA découvrit que cela changeait peu la date du pic, environ 10 ans entre scénarios extrêmes, qui devaient s'étaler entre 2008 et 2020 (Figure 16). Ainsi, le WEO1998 indique que *“pour la première fois, les projections d'offre pétrolière du WEO doivent considérer la possibilité d'un pic de production du conventionnel avant 2020”*.

Figure 16 : Projections de la production de pétrole conventionnel selon les rapports WEO 1998, 2006, 2010 et 2014 (new policy) de l'IEA.

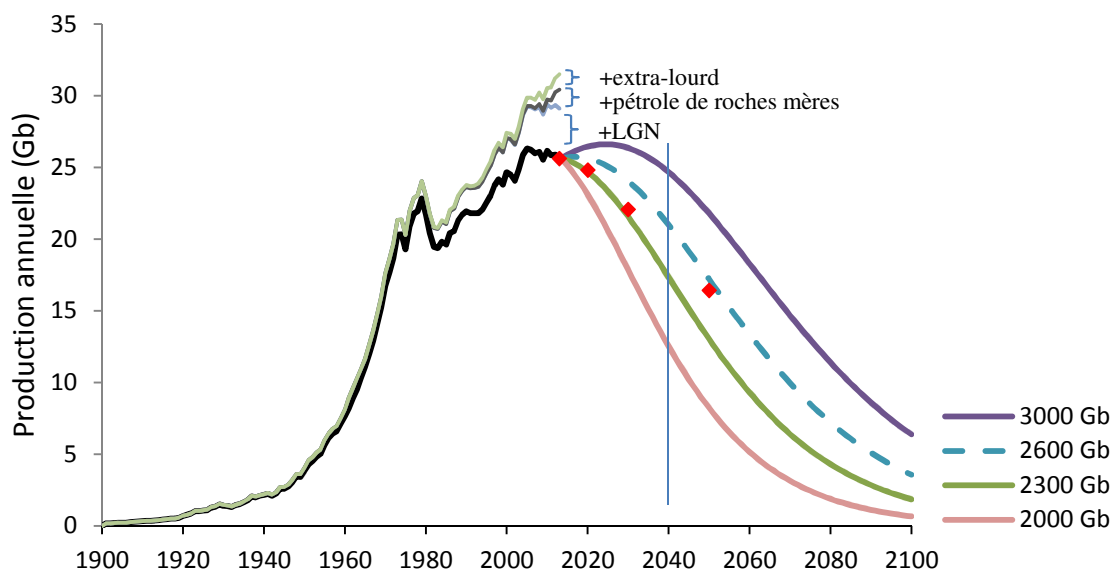


L'équipe de l'IEA estimait à l'époque que le pic du conventionnel entraînerait une hausse importante des prix du pétrole, car la demande devrait être satisfaite par la croissance du non-conventionnel, plus coûteux à développer. C'est finalement ce qui s'est passé. Vers 2004, la production de pétrole conventionnel plafonna, en avance sur les prévisions et à un niveau moins élevé, et les prix se sont envolés. Tout le monde fut pris par surprise, car entre-temps l'IEA était revenue à sa méthodologie habituelle, effaçant le pic du conventionnel de

l'horizon des prévisions. A titre d'exemple, le WEO 2006 prévoyait une hausse continue de la production jusqu'à l'horizon des prévisions, 2030 (Figure 16), ce qui correspond à une production cumulée d'environ 1700 Gb en 2030. Une telle prouesse aurait été possible si l'ultime avait été supérieur à 3400 Gb. C'est bien au-delà de la plupart des estimations obtenues à l'aide des courbes d'écrémage. Finalement, en 2010, l'IEA reconnut que le pétrole conventionnel avait bien atteint un pic, et rabota ses prévisions (Figure 16).

Cependant, l'IEA n'a pas modifié sa méthodologie, et on peut se demander s'il est bien réaliste de considérer qu'un plateau pourra se maintenir jusqu'en 2040. En appliquant de nouveau la méthodologie de Hubbert avec les ultimes de 2000, 2300 et 3000 Gb retenus par l'IEA en 1998, et une valeur intermédiaire de 2600 Gb, on constate que pour maintenir un plateau jusqu'en 2040, il faudrait un ultime proche de 3000 Gb, ce qui reste très élevé en regard des estimations des courbes d'écrémage³⁰. Cela ne veut pas dire que des ultimes inférieurs excluent un plateau, ne serait-ce que de quelques années. Mais pour cela, il faudrait que les compagnies accélèrent le taux de déplétion de leurs gisements, ce qui aurait pour effet de rehausser la partie supérieure des courbes, mais avec comme contrepartie un déclin plus rapide par la suite. En 2015, ASPO France organisa une enquête auprès de ses membres (17 ont répondu), plus deux personnes extérieures, pour voir quelles étaient leurs prévisions d'ici 2050. La moyenne des trajectoires, représentée en rouge en Figure 17, anticipe une poursuite du déclin³¹.

Figure 17 : Projections de production de pétrole conventionnel pour des ultimes de 2000, 2300, 2600 et 3000 Gb, en appliquant la méthodologie de Hubbert, et selon l'enquête Delphi ASPO France de 2015. Les contributions historiques des autres sources d'hydrocarbures ont été ajoutés par comparaison: liquides de gaz naturels (LGN), pétrole de roches mères (de schiste), et extra-lourd.



³⁰ L'ultime serait de 2200 Gb selon Jean Laherrère, Shortened world oil & gas production forecasts 1900-2100, Clarmix, 30 mai 2013

³¹ ASPO France, section française de l'Association for the Study of Peak Oil and gas, Enquête Delphi sur les estimations futures de production de pétrole, Novembre 2015

X. Conclusions

Le franchissement du pic mondial du pétrole conventionnel vers 2004 ne fut pratiquement pas anticipé, et encore aujourd'hui, cet événement reste largement ignoré de nombreux acteurs du monde de l'énergie. Il s'agit pourtant d'un tournant majeur, car le pétrole conventionnel représente 80% des hydrocarbures liquides extraits³², et c'est essentiellement le développement des pétroles de roches mères (dit de schiste) aux USA qui, ces dernières années, a permis de relancer la production mondiale d'hydrocarbures (Figure 17). Une poursuite du déclin du conventionnel implique qu'on ne pourra repousser durablement un déclin tous liquides que s'il est possible de rééditer l'exploit américain dans plusieurs régions du monde.

L'analyse de la mauvaise anticipation du pic pétrolier conventionnel mondial repose selon nous sur deux aspects :

1) Une focalisation excessive sur les réserves « prouvées ».

Les réserves prouvées, ou 1P, étant définies pour sous-estimer les quantités de pétrole extractibles, leurs révisions successives à la hausse déforment singulièrement la perception qu'on peut avoir des quantités restantes de pétrole récupérable. Etant les seuls chiffres devant être déclarés publiquement, pour de nombreux pays ils sont également biaisés par des considérations politiques. Ces deux raisons les rendent inutilisables pour toute prospective.

Si on désire discuter sérieusement de la disponibilité future du pétrole, il est indispensable d'avoir à disposition des chiffres des réserves « prouvées + probables », ou 2P. Il s'agit de la meilleure estimation des quantités de pétrole récupérable des gisements, et le mode de révision rétroactive qui leur est appliqué permet de séparer la contribution des nouvelles découvertes de la contribution du phénomène de croissance des réserves. Ainsi, l'évolution des réserves 2P montre une insuffisance des découvertes par rapport à la consommation depuis les années 1980s, alors que rien de tel ne peut être déduit de l'évolution des réserves 1P. Les chiffres 2P sont coûteux à obtenir, et un sérieux effort de transparence est nécessaire pour affiner leur qualité. Mais on pourra souvent se contenter d'estimations grossières.

2) Une focalisation excessive sur le montant des réserves « restantes », qui néglige l'augmentation des contraintes d'extraction en cours de vie de l'exploitation pétrolière.

D'avantage que le stock, ce qui importe pour l'économie, c'est le débit qu'on peut en tirer. Et il n'y a pas de corrélation entre le montant des réserves « restantes » identifiées, qu'elles soient 1P ou 2P, et la capacité technique à maintenir un débit de production donné.

Il est plus judicieux de suivre l'état d'épuisement des réserves « ultimes », car plus celui-ci est avancé, plus les facteurs physiques pèsent sur le débit de production. Cet ultime est constitué des réserves « restantes » identifiées, c.-à-d. des gisements déjà découverts, mais tient aussi compte de la production passée, des futures découvertes, et de l'amélioration de la récupération de pétrole. Contrairement à ce qu'on pense souvent, il est possible d'estimer

³² À l'entrée du raffinage, hors agrocarburants et pétroles synthétiques de type CTL (coal-to-liquids) et GTL (gas-to-liquids),

l'ordre de grandeur des futures découvertes, car la distribution de population des gisements en fonction de leur taille est telle qu'une grande partie du pétrole est localisée dans un petit nombre de gisements géants, et qu'une fois ceux-ci découverts, les très nombreux petits gisements qui seront découverts par la suite augmentent relativement peu la quantité totale de pétrole extractible. C'est ainsi que les découvertes (comptabilisées sous forme 2P) sont en déclin depuis les années 1960s, et que malgré les nombreuses approximations inhérentes au processus d'estimation des réserves, on en sait aujourd'hui suffisamment pour situer l'ultime aux alentours de 2-3 Tb.

Quant à savoir à partir de quel niveau d'épuisement de l'ultime les contraintes physiques sont suffisantes pour entraîner un pic de production suivi d'un déclin, il est prudent de retenir un seuil de 50% si on a affaire à un grand ensemble de gisements, comme c'est le cas pour la planète. Le pic peut se produire à un seuil un peu inférieur ou un peu supérieur, mais le taux de déplétion³³ de l'ultime étant alors maximal, la date du pic n'est pas beaucoup modifiée. Pour la même raison, une erreur raisonnable sur l'ultime ne change pas beaucoup la date du pic.

Cette approche, dite de Hubbert, pour anticiper la trajectoire future de la production pétrolière doit bien évidemment être accompagnée de toutes les précautions qui s'imposent quand on effectue des modélisations, c.-à-d. connaître les limites de validité des modèles, et les causes pouvant faire dévier la réalité des modèles. Tous les modèles ont leurs points faibles. Certains sont, par construction, inadaptés pour anticiper un pic pétrolier où les contraintes physiques jouent un rôle fondamental. Il en est ainsi des scénarios basés sur la demande de l'IEA. Ces scénarios sont toutefois utiles pour avoir l'ordre de grandeur des nouvelles capacités de production nécessaires pour satisfaire la demande attendue. Les deux approches sont complémentaires, mais elles sont souvent présentées comme antagonistes, certains critiques et partisans de l'une ou de l'autre approche oubliant de prendre certaines précautions dans l'interprétation des résultats obtenus.

Comme un pic de production ne peut être confirmé avec certitude que plusieurs années après son franchissement, il est préférable de l'anticiper plutôt que d'attendre d'en avoir la confirmation. L'essentiel n'est en effet pas le pic, mais le long déclin de la production qui le suit. Et bien que les prévisions de type Hubbert ne peuvent être précises à l'année près, elles peuvent l'être suffisamment pour pouvoir prendre des décisions, en particulier des décisions liées à l'énergie, qui nécessitent des politiques de long terme. L'histoire de l'anticipation ratée du pic mondial de pétrole conventionnel devrait en tout état de cause inciter à abandonner certains indicateurs de rareté traditionnellement utilisés, tels que les réserves prouvées ou le rapport réserve/production, et à adopter de nouvelles pratiques tenant compte des caractéristiques physiques et économiques propres aux ressources étudiées, et tenant également compte de l'évolution des contraintes à la production à mesure que les ressources sont exploitées.

³³ Taux de déplétion = proportion de l'ultime extraite une année donnée ; le taux de déplétion est maximal au sommet de la courbe de production.