

Rapport de l'UKERC sur l'épuisement des réserves mondiales de pétrole

Indices de l'arrivée prochaine d'un pic pétrolier mondial

Rapport technique 3 : Nature et importance de la croissance des réserves

Juillet 2009: REF UKERC/WP/TPA/2009/018

Octobre 2012: traduction française, ASPO.be ASBL,
19 avenue Maistriau, 7000 Mons, Belgique

Erica Thompson¹
Steve Sorrell²
Jamie Speirs³

1. Department of Earth Science and Engineering, Imperial College
2. Sussex Energy Group, SPRU, University of Sussex
3. Imperial College Centre for Environmental Policy and Technology

Ce document a été élaboré afin de garantir un accès rapide aux résultats des travaux en cours. Il n'a été ni révisé ni approuvé, et ne fait pas autant autorité qu'un rapport de recherche complet.

UK Energy Research Centre

Le *UK Energy Research Centre* est, au Royaume-Uni, le pilier de la recherche dans le domaine des énergies renouvelables. Il mène une approche globale de la recherche en énergie, et utilise l'ingénierie ainsi que les sciences économiques, physiques, environnementales et sociales.

Le rôle du centre est d'assurer la cohésion entre l'ensemble des recherches réalisées en matière d'énergie au Royaume-Uni. Il sert également d'intermédiaire entre la communauté britannique de la recherche énergétique et le reste du monde, y compris le secteur commercial, les responsables politiques et la communauté internationale de la recherche énergétique. Il constitue également l'organe clé du *Research Councils UK Energy Programme*.

www.ukerc.ac.uk

L'adaptation française a été réalisée lors des ateliers de traduction 2010, Faculté de Traduction et d'Interprétation, Université de Mons, sous la direction de Nadia D'Amelio et avec la collaboration de Patrick Brocorens (Faculté des sciences, Université de Mons). L'adaptation française a été publiée en 2012 par ASPO.be.

Préface

Ce rapport a été rédigé par le *Technology and Policy Assessment (TPA)* du *UK Energy Research Centre*. Cet organe a été créé dans le but d'aborder les grandes polémiques qui surviennent dans le domaine de l'énergie au moyen d'évaluations détaillées de l'état actuel des connaissances. Il vise à élaborer des rapports qui font autorité et fixent des critères de rigueur et de transparence en exposant les résultats sous une forme qui sera utile aux décideurs politiques.

Ce rapport fait partie de l'évaluation du TPA exposant les preuves de l'arrivée imminente d'un pic de la production pétrolière mondiale. L'objet de cette évaluation a été choisi après consultation des parties prenantes du secteur énergétique et sur recommandation du groupe de conseil du TPA. Celui-ci se compose d'experts indépendants venant du gouvernement, du milieu universitaire et du secteur privé. L'évaluation répond à la question suivante:

Quelles preuves étayent la thèse selon laquelle l'offre mondiale de « pétrole conventionnel » sera contrainte par le phénomène de déplétion physique des réserves d'ici 2030 ?

Les résultats sont résumés dans le rapport général, soutenu par les rapports techniques suivants :

1. Sources et complexité des données
2. Définition et interprétation des estimations des réserves
3. Nature et importance de la croissance des réserves
4. Taux de déclin et taux de déplétion
5. Méthodes d'estimation des réserves ultimes récupérables
6. Méthodes de prévision de l'offre pétrolière future
7. Comparaison des prévisions d'offre pétrolière mondiale

L'évaluation a été menée par le *Sussex Energy Group (SEG)* à l'Université du Sussex, avec la contribution du *Centre for Energy Policy and Technology* à l'*Imperial College*, du *Energy and Resources Group* à l'université de Californie (Berkeley) et d'un certain nombre de consultants énergétiques indépendants. Ce projet de grande envergure a été supervisé par un comité d'experts et examine plus de 500 études et rapports issus du monde entier.

Le Rapport technique 3 : Nature et importance de la croissance des réserves examine les raisons pour lesquelles la quantité de pétrole récupérable des gisements pétroliers tend à croître avec le temps, et dans quelle mesure on peut s'attendre à ce que ce processus se poursuive à l'avenir. Le rapport examine les causes de ce phénomène, l'importance relative de ces différentes causes et les méthodes disponibles permettant de prévoir la croissance future des réserves. Le rapport vérifie aussi la validité des hypothèses de croissance des réserves qui ont été utilisées dans une étude faisant autorité dans le domaine de l'évaluation des ressources pétrolières mondiales. Le rapport conclut que la croissance des réserves est d'une importance cruciale pour l'offre future en pétrole et n'est pas essentiellement due à des méthodes conservatrices de comptabilisation des réserves.

Table des matières

Note de synthèse	1
1. Introduction	3
2 Nature et source de la croissance des réserves.....	5
2.1 Définition de la croissance des réserves.....	5
2.2 Facteurs géologiques	6
2.4 Facteurs définitionnels	8
3. Données pour l'étude de la croissance des réserves	11
4. Analyse et prévision de croissance des réserves.....	15
4.1 Fonctions de croissance.....	15
4.2 Variation de la croissance des réserves selon le type et la taille des gisements.....	17
5. Estimations USGS du potentiel de croissance des réserves mondiales.....	20
5.1 USGS World Petroleum Assessment.....	20
5.2 Méthode de l'USGS pour estimer le potentiel de croissance des réserves mondiales.....	22
5.3 Problèmes soulevés par la méthode de l'USGS.....	25
5.4 Comparaison avec la situation constatée depuis 1995	26
6. Conclusions	31
Références	33

Note de synthèse

Le terme « croissance des réserves » fait référence à la croissance au fil du temps des estimations des ressources ultimes récupérables (URR¹) des gisements connus. Durant la dernière décennie, la croissance des réserves a ajouté sensiblement plus de pétrole aux réserves que les nouvelles découvertes ne l'ont fait, et on s'attend à ce que ce phénomène se poursuive à l'avenir. Mais malgré l'importance cruciale de la croissance des réserves pour l'offre future en pétrole, cette notion reste à la fois controversée et mal comprise.

Un gros travail reste à accomplir avant qu'on ne puisse effectuer des estimations fiables de croissance future des réserves. Cela nécessite, d'une part de rassembler des données adéquates et fiables sur les gisements individuels, à partir desquelles on extrapolerait la croissance future des réserves, et d'autre part, de mettre à jour et d'affiner les prévisions préliminaires très grossières réalisées par l'institut d'études géologiques des Etats-Unis, l'US Geological Survey (USGS), qui restent à ce jour l'étude la plus complète sur le sujet.

Une dissection du terme « croissance des réserves » en ses éléments constitutifs révèle plusieurs problèmes de définition à résoudre, particulièrement en ce qui concerne la définition des réserves elles-mêmes et des catégories de pétrole qui doivent y être incluses. Dans le but d'estimer la croissance des réserves, il faut déterminer clairement les catégories de pétrole à prendre en compte, puisque leurs caractéristiques de croissance peuvent être différentes.

Les données sur lesquelles se basent les estimations actuelles de croissance des réserves sont à la fois limitées et souvent douteuses : de bonnes données de gisements individuels ne sont accessibles publiquement que pour quelques régions à travers le monde (notamment les Etats-Unis) et ces régions ne sont pas forcément représentatives de l'ensemble de la planète. Des données gisement par gisement pour le monde ne sont disponibles qu'auprès de quelques sources, et celles-ci se basent sur des estimations de réserves qui sont rarement contrôlées par des experts indépendants. Étant donné leur coût élevé, ces données sont inaccessibles à la plupart des analystes. Des données régionales, et non plus par gisement individuel, sont cependant accessibles à un coût abordable, et permettent d'estimer la croissance des réserves au niveau régional. Comme nous le verrons par la suite, les données régionales du domaine public, comme celles du *BP Statistical Review*², ne permettent pas de faire des études sur la croissance des réserves.

Des facteurs géologiques, technologiques et définitionnels contribuent à la croissance des réserves. L'amélioration des connaissances géologiques conduit à une augmentation du volume de pétrole connu. La technologie peut augmenter la quantité de pétrole extractible, mais n'affecte en rien les conditions connues du sous-sol. Quant aux facteurs définitionnels, ils ne modifient ni la quantité de pétrole en place ni la quantité extraite, c'est pourquoi il faut éviter à tout prix de confondre ou changer les définitions.

La contribution relative des différents facteurs à la croissance des réserves demeure incertaine à cause d'un manque d'études et de données appropriées. On peut également s'attendre à ce que la croissance des réserves varie d'une région à l'autre et au cours du temps. Mais dans

¹ *Ultimately recoverable resources – ressources ultimes récupérables (NdT)*

² Base de données pétrolières mise à jour par le groupe pétrolier BP.

beaucoup de régions du monde, on constate une croissance significative des estimations de découvertes cumulées basées sur les réserves « 2P » (prouvées plus probables). Nombre d'études soulignent également l'importance des facteurs technologiques et géologiques pour la croissance des réserves. On pourrait donc s'attendre à ce que ces facteurs contribuent significativement à l'offre future en pétrole.

Le taux de croissance des réserves semble beaucoup varier d'un type de gisement à l'autre et pourrait changer de manière significative à l'avenir : la croissance des réserves semble être plus importante pour les gisements plus grands, plus anciens, et onshore³ ; et donc, puisque la production mondiale s'oriente de plus en plus vers des gisements plus récents, de taille réduite et offshore, le taux de croissance des réserves pourrait chuter, à la fois en pourcentage et en valeur absolue. Dans le même temps, une augmentation des prix du pétrole pourrait encourager un emploi plus répandu des techniques EOR⁴, qui ont le potentiel d'augmenter substantiellement les réserves mondiales. Mais ces techniques sont-elles utiles pour tous les types et tailles de gisements pétroliers, et peut-on les mettre en place rapidement ? Ce sont là des points essentiels empreints d'incertitude.

Les prévisions de l'USGS sur la croissance des réserves constituent la meilleure étude préliminaire disponible. Cependant, les auteurs du rapport eux-mêmes reconnaissent que leurs prévisions ne sont rien d'autre qu'une grossière estimation qui n'emploie que des données inadéquates et quelques suppositions généralisées. À la lumière des données de croissance des réserves observée depuis la publication du rapport, les prévisions de l'USGS semblent être proches de la réalité. Ce constat ne valide pas les suppositions mais inspire tout de même une certaine confiance, ne serait-ce que dans les prévisions à court terme.

Bien que tous les efforts soient faits par les auteurs de l'USGS pour évaluer les incertitudes liées aux résultats, la déclaration finale en termes de fractiles F5 et F95⁵ est non seulement en contradiction avec les normes de définitions des réserves, mais elle est en plus dénuée de sens lorsque les résultats sont cités dans d'autres publications, à moins que la probabilité de distribution triangulaire utilisée dans l'étude de l'USGS soit aussi spécifiée. Nous recommandons de calculer une moyenne (équivalente à F50 d'après les suppositions de l'étude de l'USGS) et un écart-type à partir des chiffres avancés. Il s'agit d'une présentation bien plus simple et plus intuitive, qui a donc plus de chance d'être mémorisée lorsque les résultats sont cités hors de leur contexte.

Si des prévisions à plus long terme viennent à se concrétiser, elles requerront des données de meilleure qualité. La méthodologie de l'USGS semble sûre, mais les données sur lesquelles elle repose ne sont pas fiables. Si de meilleures données étaient disponibles, en particulier des estimations 2P ou des moyennes pour un échantillon mondial de gisements individuels des principaux pays producteurs, on pourrait estimer avec plus de précision les fonctions de croissance des réserves et donc améliorer les estimations de croissance des réserves pour les régions et pour le monde.

³ *Onshore* s'applique aux gisements situés sur la terre ferme ; *offshore* s'applique aux gisements situés en mer.

⁴ *Enhanced Oil Recovery*, ensemble de techniques permettant d'augmenter la quantité de pétrole extraite d'un gisement.

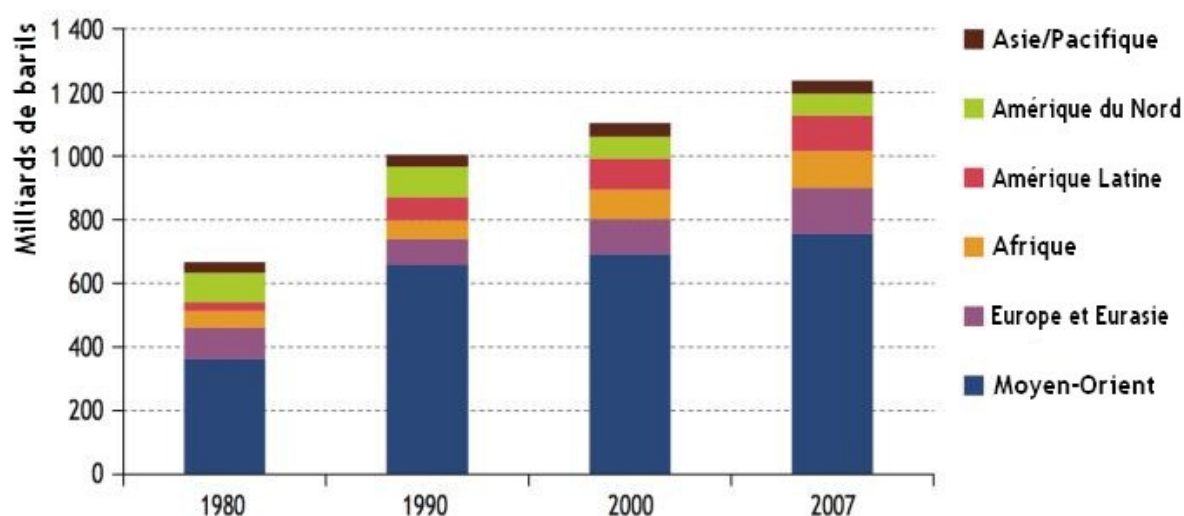
⁵ Dans le cas de mesures réparties selon une loi de probabilité continue, le fractile F(A) correspond à la probabilité A d'obtenir au minimum la valeur F(A). Ainsi, F5 est la valeur pour laquelle 5% des mesures sont > F5 ; F95 est la valeur pour laquelle 95% des mesures sont > F95. F50 est la valeur médiane, c.-à-d. que 50% des mesures sont inférieures à F50 et 50% des mesures sont supérieures à F50.

1. Introduction

Bien que la production de pétrole ne cesse d'augmenter et que les découvertes diminuent depuis 1964, les réserves prouvées mondiales sont à leur maximum (Figure 1.1), et on prévoit qu'elles continueront à augmenter, au moins à court terme (IEA, 2008). Dans une large mesure, ce résultat est dû à un phénomène appelé *croissance des réserves* et qui est défini comme « l'augmentation progressive des ressources récupérables qu'on observe communément dans les gisements précédemment découverts » (Klett et Schmoker, 2003). Le terme *croissance des réserves* porte sans doute à confusion, car la croissance observée est celle des estimations des ressources ultimes récupérables (Ultimately Recoverable Resources ou URR) et non celle des réserves déclarées de ces gisements (Arrington, 1969). Les URR sont la somme des réserves déclarées et de la production cumulée atteintes à un moment précis dans le temps. Le phénomène de croissance des réserves augmente donc l'URR estimé d'une région productrice de pétrole sans qu'aucun nouveau gisement ne soit découvert.

Bien que l'ampleur et la vitesse de la croissance des réserves soient d'une importance cruciale pour la production future de pétrole, le sujet reste très controversé et mal compris. Le but de cette étude est de résumer l'état actuel des observations et des modélisations sur la croissance des réserves et de souligner quelques implications pertinentes.

Figure 1.1: Réserves prouvées mondiales, 1980-2007



Source: IEA (2008), Figure 9.3.

La croissance des réserves peut provenir de plusieurs facteurs tels que la sous-estimation initiale de la quantité de pétrole en place, la découverte de formations pétrolières apparentées sur le site d'un gisement déjà découvert, l'utilisation de technologies de production améliorées, et la révision des estimations publiques de réserves récupérables. On peut s'attendre à ce que ces facteurs aient un poids différent d'un gisement à l'autre et au cours du temps.

Afin d'étudier la nature et l'ampleur de la croissance des réserves, il est nécessaire d'obtenir des données chronologiques relatives à la production et aux réserves de gisements individuels. Malheureusement, ces données ne sont dans le domaine public que pour un petit nombre de régions du monde – principalement les Etats-Unis, le Royaume-Uni et la Norvège. La plupart

des autres pays limitent totalement ou partiellement l'accès aux données des gisements individuels. En outre, même pour ces pays où les données sont disponibles, des problèmes de définition existent sur ce qu'on peut inclure sous le terme de croissance des réserves. Des données passées de croissance des réserves (lorsqu'elles sont disponibles) peuvent être employées pour prédire la croissance future des réserves, mais l'expérience dans une région ne constitue pas nécessairement une bonne référence pour évaluer la croissance des réserves d'une autre région. Cependant, il importe d'évaluer la croissance des réserves, car on prévoit qu'elle contribuera fortement à la production future de pétrole.

Cette étude est structurée comme suit. La section 2 définit ce qu'on entend par croissance des réserves et examine les facteurs qui y contribuent. La section 3 examine la disponibilité et la fiabilité des données utiles pour estimer la croissance des réserves. La section 4 s'intéresse au développement de « fonctions de croissance », conçues dans le but de prévoir la croissance future des réserves. Cette section étudie également la variabilité de la croissance des réserves en fonction du type et de la taille des gisements. La section 5 se penche sur la méthodologie employée par l'USGS pour prévoir la croissance des réserves au niveau mondial, et compare la croissance des réserves observée depuis 1995 avec les prévisions de l'USGS. La section 6 est dédiée à la conclusion.

2 Nature et source de la croissance des réserves.

2.1 Définition de la croissance des réserves

L'USGS définit la croissance des réserves comme suit :

« Les augmentations de volume de pétrole connu (récupérable) qui ont communément lieu au cours du développement et de l'exploitation des gisements de pétrole ou de gaz. Les termes croissance des réserves et croissance des gisements sont utilisés de manière interchangeable. »

Le terme « volume connu de pétrole récupérable » a été défini comme :

« La somme de la production cumulée et des ressources restantes – c.à.d. ce qu'on appelle aussi URR, *ultimately recoverable resources* ou ressources ultimes récupérables) »

Le terme « connu » prête à confusion, vu que nous ne *connaissons* pas vraiment le volume total récupérable tant que celui-ci n'a pas été extrait. Il serait plus correct d'utiliser le terme « estimé ». Dans cette optique, pour un gisement individuel, la somme de la production cumulée et des ressources récupérables restantes est parfois appelée « découvertes cumulées ». Elles représentent une *estimation* des ressources ultimes récupérables (URR) à un moment donné. L'URR réelle d'un gisement ne sera connue qu'une fois la production terminée. **Ainsi, la croissance des réserves fait référence à la croissance au fil du temps de l'URR estimée des gisements connus.**

On connaît généralement avec une bonne précision la production cumulée, mais les ressources restantes doivent être estimées, et le résultat de l'estimation dépend des suppositions géologiques, techniques et économiques qui sont utilisées (IEA, 2008). Comme le décrivent Thompson *et al.* (2009), l'estimation des ressources restantes évolue différemment selon le degré d'incertitude supposé. On distingue généralement trois degrés d'incertitude : les réserves prouvées (1P), les réserves prouvées et probables (2P), et les réserves prouvées, probables et possibles (3P). Les estimations des ressources restantes, et par conséquent les découvertes cumulées, peuvent être basées sur chacune de ces définitions, les estimations étant d'autant plus élevées que le degré d'incertitude associé est grand.

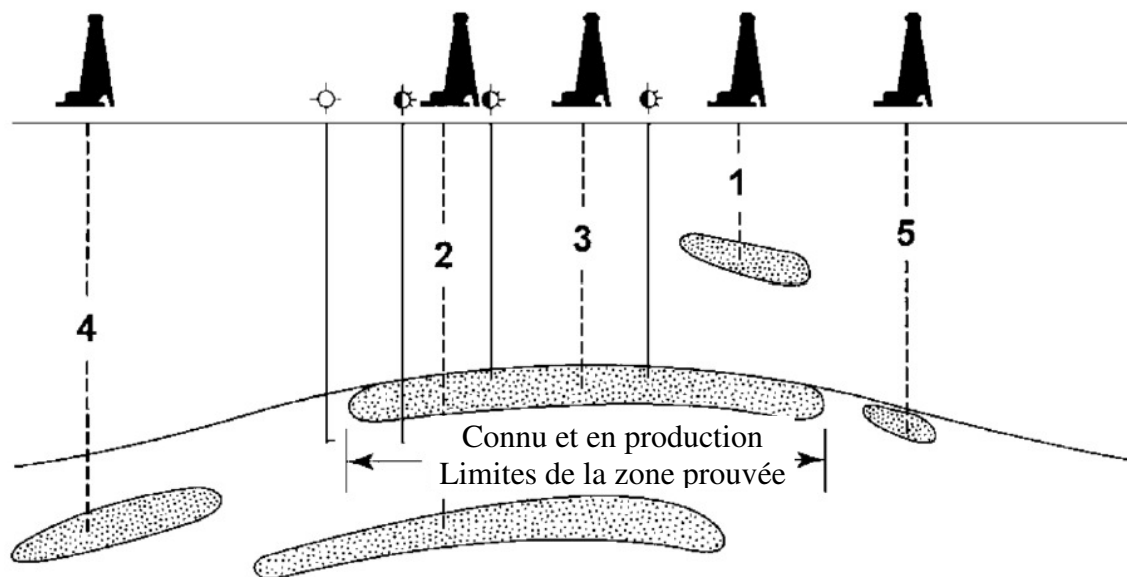
« Récupérable » signifie qu'il est techniquement possible et économiquement viable d'extraire ce pétrole. Les estimations des réserves récupérables dépendent donc de suppositions sur l'environnement technologique et économique (IEA, 2008, SPE, 2007). Par exemple, il peut être physiquement impossible d'extraire du pétrole en eaux profondes tant qu'il n'existe pas une technologie permettant de forer des puits à ces profondeurs. De même, il se peut que l'exploitation d'un gisement important soit techniquement possible, mais que le retour sur investissement ne sera intéressant qu'une fois le prix du pétrole au-delà d'un certain seuil (lui-même dépendant de la structure, de la localisation et des caractéristiques du gisement).

Les multiples facteurs qui contribuent à la croissance des réserves peuvent être séparés en trois groupes distincts : les facteurs *géologiques*, les facteurs *technologiques*, et les facteurs *définitionnels* (Klett et Verma, 2004b). La contribution relative de ces facteurs dépendra nécessairement des caractéristiques du gisement exploité. Par exemple, un gisement dont la géologie a été bien caractérisée ne fournira probablement pas de réserves supplémentaires via davantage d'exploration. Il sera par contre plus adapté à l'application de nouvelles technologies. Les facteurs définitionnels seront probablement plus importants dans les pays où l'environnement d'exploitation est moins stable.

2.2 Facteurs géologiques

Les facteurs géologiques augmentent les estimations du *pétrole initialement en place* (OOIP, ou *original oil in place*) pour un réservoir, un gisement ou une région, grâce à l'amélioration des connaissances géologiques. On peut par exemple découvrir de nouveaux réservoirs, éventuellement plus profonds, ou des extensions aux réservoirs déjà connus, On peut également mieux appréhender le volume, la forme ou les caractéristiques d'un réservoir grâce à des techniques sismiques et autres. Dans certains cas, la classification peut être incohérente, en partie à cause de l'ordre chronologique dans lequel les réservoirs sont découverts (Attanasi et Coburn, 2004) ; des gisements mineurs précédemment classés comme étant séparés peuvent être fusionnés et considérés comme faisant partie d'un gisement unique plus important à mesure que progresse l'exploration (Figure 21). De telles incohérences peuvent compliquer fortement l'analyse et l'interprétation de données chronologiques.

Figure 2.1: Illustration de la difficulté à juger ce que représente un gisement individuel



Note : Les régions déconnectées peuvent être classées soit comme appartenant au même gisement (contribuant à la croissance des réserves), soit comme étant de nouvelles découvertes (ne contribuant pas à la croissance des réserves), en fonction des définitions utilisées et de l'ordre chronologique selon lequel furent effectués les forages.

Source : Attanasi et Coburn (2004)

2.3 Facteurs technologiques

Les facteurs technologiques sont les activités qui augmentent le taux de récupération, c.-à-d. la proportion du pétrole initialement en place qu'il est techniquement possible et économiquement viable de récupérer. Cette amélioration peut résulter d'une meilleure compréhension des caractéristiques du réservoir, d'une optimisation des techniques de forage et de l'application de techniques d'extraction améliorées. Le taux de récupération peut atteindre 80% dans le cas de réservoirs hautement perméables, mais on estime la moyenne globale à environ 34% (IEA, 2008)⁶.

⁶ Le taux de récupération équivaut à l'estimation des réserves ultimes récupérables divisée par l'estimation du pétrole initialement en place (URR/OOIP). Les estimations des taux de récupération moyens régionaux et mondiaux doivent être utilisées avec grande précaution (IEA, 2005). Laherrère (2006), par exemple, s'est servi des données de l'IHS pour estimer un taux de récupération mondial moyen qui s'élevait à seulement 27%.

On distingue généralement les techniques de récupération *primaire*, où le pétrole est récupéré grâce à sa propre pression, et celles de récupération *secondaire*, qui augmentent la pression au sein des réservoirs et le débit de production par injection active d'eau ou de gaz. Certains gisements, notamment ceux *offshores* (dont les coûts de production sont plus élevés) peuvent être exploités dès le début de la production avec des techniques de récupération secondaire. Ensuite sont parfois employées des techniques de récupération assistée du pétrole (EOR, ou *enhanced oil recovery*) pour stimuler la production (Encart 2.1). Ces techniques *tertiaires* comprennent l'injection de dioxyde de carbone (CO₂) à l'état supercritique, le chauffage thermique du réservoir pour réduire la viscosité des hydrocarbures, l'injection de polymères ou de mousses pour augmenter la viscosité de l'eau et améliorer l'efficacité du déplacement du pétrole, l'injection de microorganismes producteurs de surfactants pour améliorer la mobilité du pétrole, et certaines conceptions de puits novatrices permettant un meilleur contact entre le pétrole et les fluides injectés. L'utilité de ces techniques varie en fonction du type de réservoir, de son accessibilité et de ses caractéristiques. L'injection de CO₂ en profondeur est une des techniques les plus couramment utilisées, bien qu'elle fût auparavant limitée par le manque de sources naturelles de CO₂. Cependant, cette méthode pourrait se répandre à l'avenir grâce aux technologies de captage et stockage du CO₂ (CCS, ou *carbon capture and storage*).

Aux États-Unis, l'utilisation intense des techniques de récupération assistée a permis d'atteindre des taux de récupération supérieurs d'environ 5% par rapport à la moyenne mondiale, et un potentiel considérable d'application de ces technologies dans d'autres régions du monde existe. En principe, toute augmentation d'un pourcent du taux de récupération global ajouterait 80 milliards de barils aux réserves mondiales, ce qui équivaut à presque trois ans de production au rythme actuel. En 2008, l'IEA (Agence internationale de l'énergie ou *International Energy Agency*) estima que le taux de récupération global pourrait monter jusqu'à 50%. Cependant, atteindre cet objectif « pourrait prendre bien plus de deux décennies ».

Encart 2.1. Techniques de récupération tertiaire ou assistée

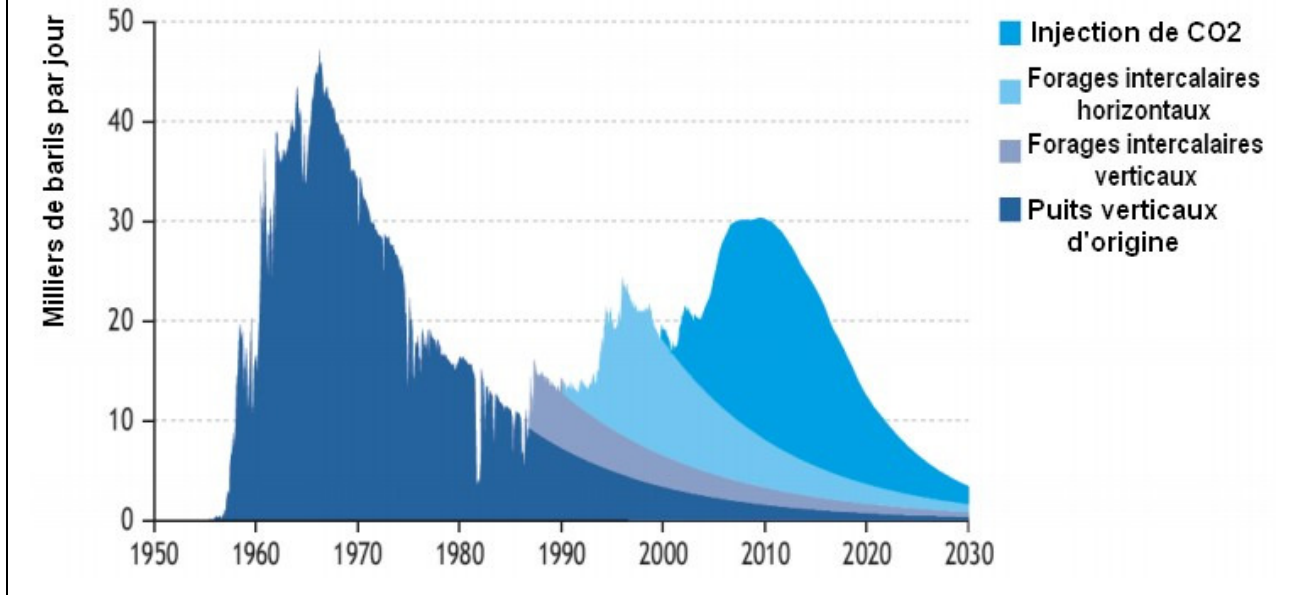
Il existe trois types de techniques de récupération assistée du pétrole:

-*Les techniques thermiques* consistent à introduire de la chaleur, généralement sous forme de vapeur. Elles permettent de réduire la viscosité du pétrole, de « craquer » partiellement les huiles lourdes, ou d'augmenter la pression. Elles sont particulièrement adaptées à l'exploitation des huiles lourdes, mais leur utilisation a diminué depuis le milieu des années 1980.

-*Les méthodes gazeuses* consistent à injecter à haute pression du dioxyde de carbone, de l'azote, ou d'autres gaz. Elles aident à diminuer la viscosité du pétrole, à atteindre un état de miscibilité (c.-à-d. former un mélange homogène), à déplacer l'eau, à maintenir la pression, et à mobiliser une plus grande partie du pétrole. L'injection de CO₂ est très efficace dans le cadre de l'exploitation des huiles légères et c'est d'ailleurs la technique qui connaît les développements les plus rapides. Alors que les sources naturelles de CO₂ sont utilisées dans de nombreux cas, de futurs projets pourraient s'adjoindre les technologies de captage et de stockage du CO₂ (CCS).

-*Les méthodes chimiques* consistent à injecter des composés qui réduisent la « tension interfaciale » entre le pétrole et l'eau injectée. Ces techniques sont rarement utilisées et sont souvent compliquées, imprévisibles, coûteuses et sensibles aux caractéristiques du réservoir.

L'IEA (2008) utilise l'exemple du gisement pétrolier Weyburn (voir ci-dessous), au Canada, pour montrer ce que peut accomplir la récupération assistée du pétrole (dans ce cas avec des forages supplémentaires, verticaux et horizontaux, suivis d'injection de CO₂). On ignore cependant si cet exemple peut être généralisé ailleurs dans le monde.



Source : IEA (2008) ; NPC (2007) ; Sandrea et Sandrea (2007)

2.4 Facteurs définitionnels

Les facteurs définitionnels représentent un amalgame d'influences définitionnelles, légales, économiques et politiques qui modifient les estimations des réserves indépendamment de la quantité de pétrole initialement en place ou de la capacité technique à extraire ce pétrole. Les estimations de réserves déclarées publiquement, et sur lesquelles se basent généralement les analyses de croissance des réserves, peuvent être très différentes de celles qui circulent au sein d'une compagnie pétrolière.

« Demandez à un manager d'une compagnie pétrolière quelles sont les réserves, et il ou elle répondra que ça dépend de qui demande l'information. Il vous dira également que trois différents livres de compte sont conservés. Il y a tout d'abord les estimations optimistes, données aux cadres supérieurs et aux parties prenantes pour leur faire accepter les projets. Ensuite viennent les estimations prudentes, utilisées par les services comptables afin de pouvoir emprunter auprès des banques. Enfin viennent les estimations intermédiaires, calculées par les ingénieurs de la compagnie et à usage interne. » (Drew, 1997)

Les modifications des critères de classification des réserves, tels qu'observées en Russie dans les années 1990, ou aux États-Unis en ce moment même, ont une grande importance. Ceci comprend la pratique qui consiste à exclure les réserves des gisements déjà découverts mais dont la production doit encore être approuvée. Certaines définitions peuvent aussi subir une modification implicite suite à des changements de personnel, d'opérateur, ou de pratique culturelle de comptabilisation des réserves. Vu que toute définition de réserve nécessite au préalable une estimation de la viabilité économique, le volume des réserves déclarées peut aussi être influencé par l'apparition de nouvelles technologies, les prix du pétrole, et d'autres conditions économiques.

On peut, pour illustrer les changements définitionnels, prendre pour exemple la décision en 2004 du

groupe Royal Dutch Shell de revoir à la baisse ses réserves prouvées déclarées. Cette décision n'a pas été prise à la légère car elle a entraîné une chute immédiate des actions du groupe et la démission de plusieurs cadres supérieurs. Une révision d'une telle ampleur met en exergue l'incertitude des chiffres des réserves avancés et leur extrême sensibilité.

L'amplitude de la croissance des réserves devrait dépendre de la définition retenue pour estimer les découvertes cumulées (par exemple 1P ou 2P). La croissance des réserves peut donc être très élevée pour les estimations 1P, qui sont très prudentes et sous-estiment généralement les ressources récupérables restantes. Par exemple, en suivant l'interprétation probabiliste des réserves 1P, il y a 90% de chance que les ressources récupérables soient plus importantes que le chiffre 1P (Thompson et al., 2009)⁷. Ainsi, à mesure que le pétrole est exploité et que les réserves 1P sont réévaluées, on s'attend à ce que les découvertes 1P cumulées augmentent. Cette réévaluation apparaîtra dans les chiffres déclarés publiquement sous forme de croissance des réserves, mais cette croissance peut être sans rapport avec de nouvelles connaissances géologiques ou de nouveaux développements technologiques (Bentley, *et al.*, 2007).

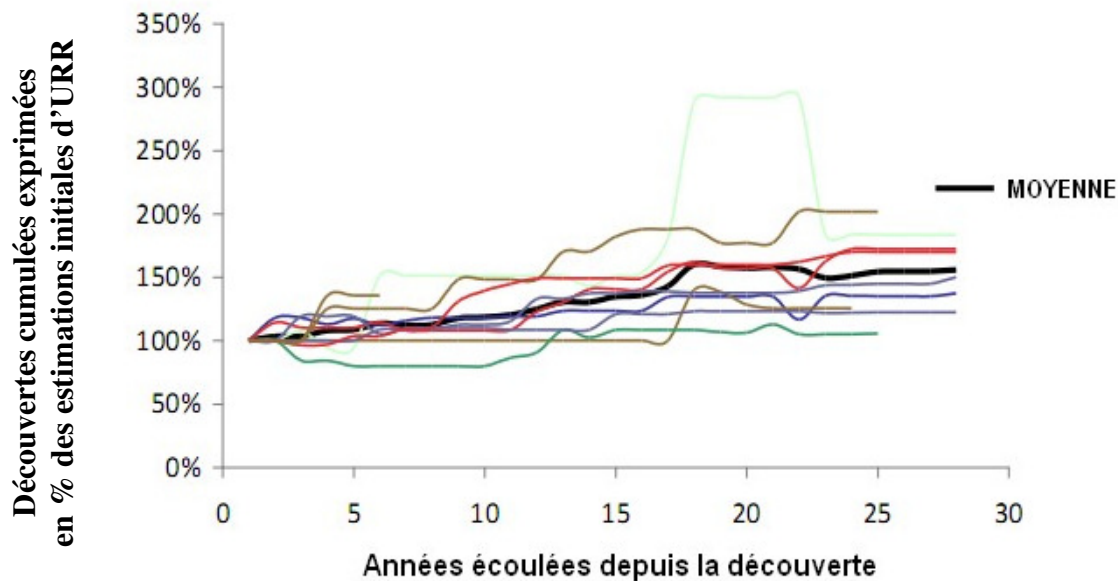
A l'inverse, la croissance des réserves devrait être inférieure pour les estimations 2P, car selon l'interprétation probabiliste la probabilité que les ressources récupérables excèdent les chiffres 2P ne serait que de 50%⁸. Ainsi, on s'attendrait à ce que les estimations des découvertes cumulées soient revues autant à la baisse qu'à la hausse. Cependant, les analyses tendent à démontrer que ce n'est généralement pas le cas. En parlant des estimations des réserves 1P, 2P, et 3P, Drew remarque que : « ...Ironiquement, les trois séries de chiffre sont des estimations pessimistes. Toutes augmentent au cours du temps » (Drew, 1997)

Par exemple, la Figure 2.2 montre les changements qu'ont connus les estimations des découvertes cumulées des gisements de plus de 500 Mb de l'*UK Continental Shelf* (UKCS). Nous considérons que ces estimations, publiées par le gouvernement du Royaume-Uni, sont de type 2P. Pour ces gisements, l'estimation moyenne des découvertes cumulées a augmenté d'approximativement 50% sur 27 ans ; de plus, aucune estimation n'a diminué. Cependant, les gisements de petite taille n'ont augmenté que de 20% pendant cette période, tandis que de nombreux gisements découverts depuis 1980 ont vu leurs réserves diminuer (voir Figure 2.3).

7 Qui plus est, l'agrégation inappropriée des estimations 1P peut rendre les estimations régionales et mondiales plus prudentes encore, c.-à-d. sous-estimer davantage la quantité de pétrole récupérable (Pike, 2006; Thompson, *et al.*, 2009).

8 Ici, l'agrégation des estimations 2P devrait moins souvent mener à une déviation systématique (Pike, 2006; Thompson *et al.*, 2009).

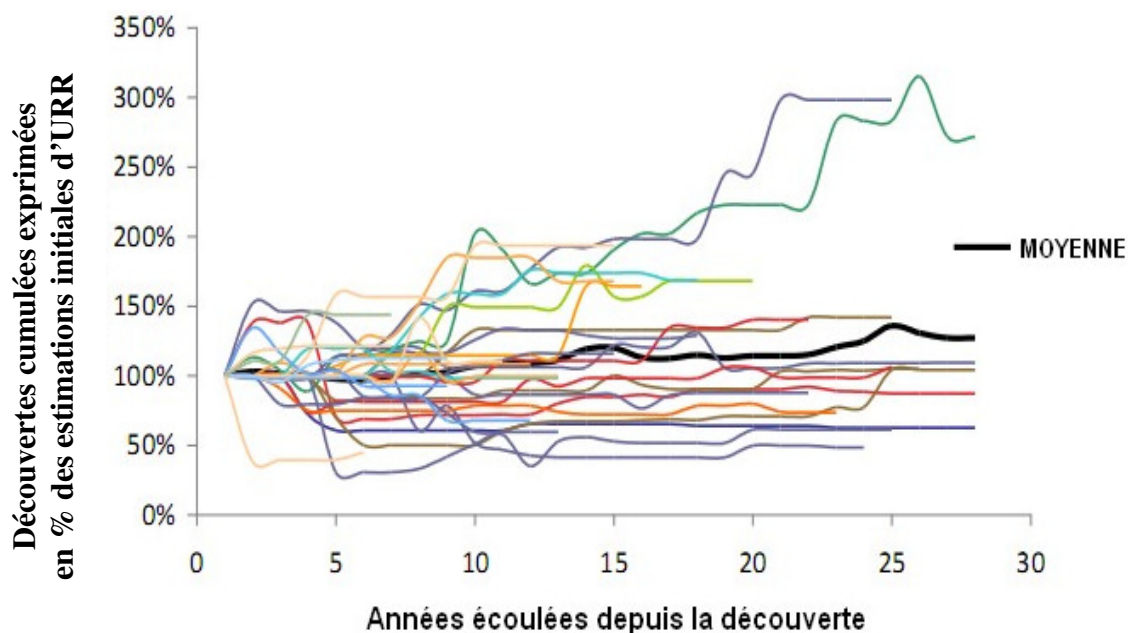
Figure 2.2: Croissance des réserves des gisements pétroliers de l'UKCS de plus de 500 millions de barils.



Source: BERR⁹ (anciennement, DTI)

Note: L'axe horizontal représente le nombre d'années depuis la première mise en production. L'axe vertical exprime, en pourcentage des réserves initiales déclarées, les découvertes cumulées de chaque gisement. Le trait noir gras est une moyenne arithmétique simple des pourcentages, non pondérée par le volume. Le BERR ne publie plus cette série de données, en partie à cause des incohérences entre les méthodes de comptabilisations des différents opérateurs pétroliers.

Figure 2.3 : Croissance des réserves de gisements pétroliers de l'UKCS de moins de 500 millions de barils.



Source: BERR¹⁰ (anciennement, DTI)

Note: L'axe horizontal représente le nombre d'années depuis la première mise en production. L'axe vertical exprime, en pourcentage des réserves initiales déclarées, les découvertes cumulées de chaque gisement. Le trait noir gras est une moyenne arithmétique simple des pourcentages, non pondérée par le volume. Le BERR ne publie plus cette série de données, en partie à cause des incohérences entre les méthodes de comptabilisations des différents opérateurs pétroliers.

⁹ Le Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform (BERR) est un département du Gouvernement britannique qui exista de 2007 à 2009. Ses attributions ont ensuite été reprises par le Department for Business, Innovation, and Skills (BIS).

3. Données pour l'étude de la croissance des réserves

Afin de modéliser avec précision la croissance des réserves, il faut disposer d'estimations annuelles successives des réserves et de la production des gisements individuels. Étant donné que les changements de dimension des gisements individuels sont extrêmement variables, il faut utiliser un échantillon de gisements statistiquement significatif provenant d'une population relativement homogène. Malheureusement, de telles données ne sont disponibles que pour un nombre limité de régions à travers le monde.

L'US Energy Information Administration (EIA) rassemble des données sur les gisements américains depuis 1977. L'EIA compile dans son *Oil and Gas Field Integrated Field File* les estimations annuelles des réserves 1P, de la production annuelle et de la production cumulée pour tous les gisements de pétrole et de gaz aux USA. De plus, le Minerals Management Service (MMS) entretient une base de données détaillée des gisements offshore du golfe du Mexique. Enfin, [Nehring Associates](#) entretient une base de données des 16000 gisements de pétrole et de gaz « significatifs » des USA (c.-à-d. les gisements avec un URR estimé > 0.5 million de barils équivalent pétrole). Toutes ces sources utilisent les données 1P, comptabilisées selon les règles établies par la Securities and Exchange Commission (SEC). Le UK Department for Energy and Climate Change et le Norwegian Petroleum Directorate (NPD) entretiennent des bases de données similaires pour les gisements offshore de leur pays, mais celles-ci contiennent des estimations 2P. Étant donné que les estimations de réserves qui sont à la base de ces données sont vérifiées par des tiers, elles devraient être fiables.

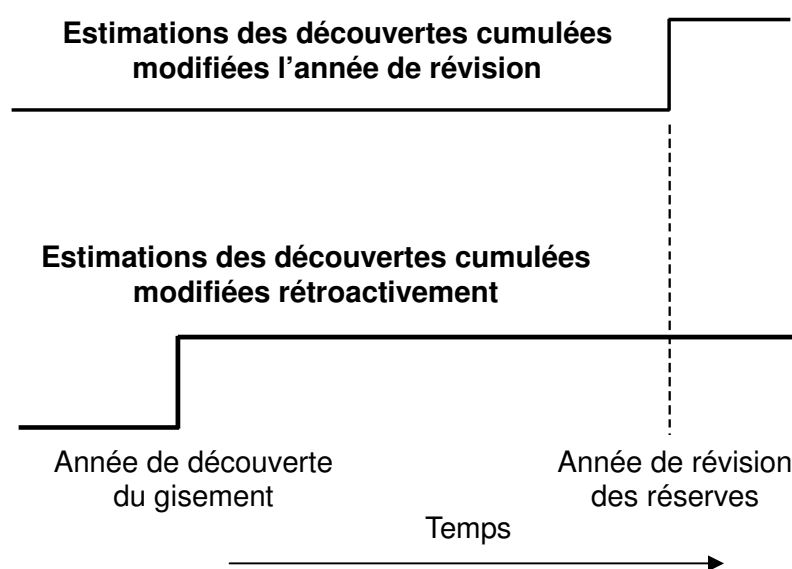
Seul un nombre limité de sources fournissent des bases de données mondiales détaillées sur les gisements individuels. Elles sont à la fois extrêmement coûteuses et soumises à des règles de confidentialité strictes. De plus, étant donné que la plupart des estimations des réserves fournies par ces sources ne sont pas vérifiées par des tiers, elles sont *de facto* moins fiables. [IHS Energy](#) et [Wood McKenzie](#) entretiennent des bases de données mondiales des réserves 2P de gisements individuels, la première étant d'ailleurs disponible sous contrat. Une base de données comparable est entretenue par [Energyfiles](#) au Royaume-Uni, mais elle ne concerne pas autant de gisements que celle d'[IHS](#) et les données ne sont pas disponibles à la vente. Toutes ces bases de données sont mises à jour annuellement, mais pour l'analyse détaillée de la croissance des réserves, il faut obtenir les éditions *annuelles* de ces bases de données plusieurs années de suite. Dans l'ensemble, les données d'[IHS Energy](#) sont considérées comme les plus complètes et les plus récemment mises à jour (Bentley, *et al.*, 2007). Cette firme est la première source de données utilisée par l'USGS pour calculer des estimations de croissance future des réserves à l'échelle mondiale (voir Chapitre 5) et leurs données sont également utilisées par l'IEA pour leur rapport annuel *World Energy Outlook*.

La croissance des réserves peut aussi être analysée en utilisant des données à l'échelle régionale ou nationale, mais uniquement si les ajouts aux réserves dus aux nouvelles découvertes peuvent être séparés de la croissance des gisements existants. Malheureusement, les données nationales fournies par les sources du domaine public telles que *BP Statistical Review* ne permettent pas de faire cette distinction. Cependant, les données nationales disponibles également depuis [IHS Energy](#) (pour environ 4 000 £/an, sous réserves de mesures de confidentialité) permettent d'isoler la croissance des réserves des nouvelles découvertes. À la différence des autres sources de données, celles du domaine public consignent les révisions de réserves l'année même où ces révisions sont effectuées et ne modifient pas les données des

années précédentes. *IHS Energy*, au contraire, effectue ses révisions *rétroactivement*, c.-à-d. modifie les chiffres correspondant à l'année de découverte des gisements. La figure 3.1 illustre l'effet produit sur les séries chronologiques des découvertes cumulées.

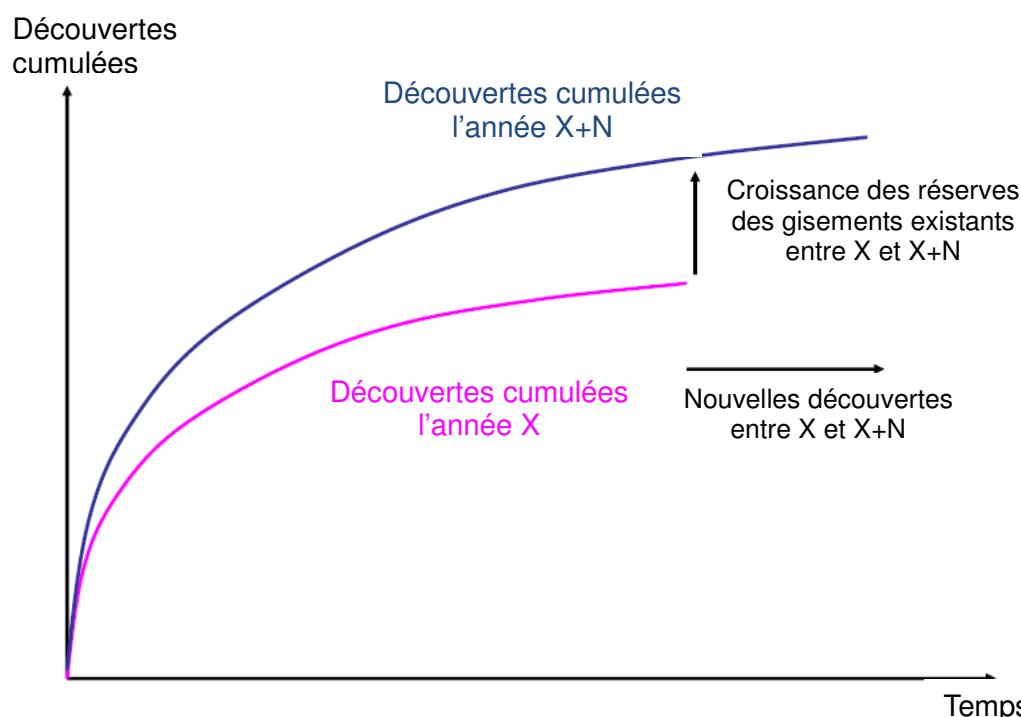
Selon la logique de « l'approche BP », les réserves ne sont devenues « disponibles » à la production qu'une fois que l'estimation a été révisée, et ne devraient donc apparaître dans les comptes qu'au moment de la révision. Selon la logique de « l'approche IHS », les réserves sont contenues dans un gisement qui a été découvert de nombreuses années auparavant, et donc, comptabiliser rétroactivement permet d'indiquer plus précisément ce qui a « réellement » été trouvé à l'époque et par conséquent ce qui sera finalement extrait de ce gisement. Ces deux approches ont leurs mérites, bien que la différence entre elles ne soit pas toujours prise en considération. Mais « l'approche IHS » a un avantage de plus : elle permet d'estimer la croissance des réserves d'une région en comparant les estimations des découvertes cumulées comptabilisées rétroactivement contenues dans l'édition actuelle de la base de données avec celles contenues dans des éditions antérieures (Figure 3.2) Ceci est impossible avec des sources du domaine public comme le BP Statistical Review.

Figure 3.1 Estimations des découvertes cumulées : révisions comptabilisées l'année de révision ou comptabilisées rétroactivement – traitement des révisions des réserves



Note : « Estimations modifiées l'année de révision » signifient que les révisions augmentent les estimations des découvertes cumulées l'année même de la révision. Dans le cas des estimations révisées rétroactivement, ces révisions sont appliquées l'année de la découverte du gisement en question, et augmentent donc les estimations des découvertes cumulées pour toutes les années suivantes. Le traitement des gisements nouvellement découverts, c.-à-d. découverts l'année en cours, est le même dans les deux cas.

Figure 3.2 Estimations des découvertes cumulées révisées rétroactivement. Effet de la croissance des réserves



La deuxième différence clé entre les sources du domaine public et IHS Energy est que les premières fournissent des estimations 1P tandis que la seconde fournit des estimations 2P. En principe, les réserves 2P devraient être plus grandes que les réserves 1P, car elles représentent des estimations ayant un plus grand degré d'incertitude. Mais à l'échelle mondiale, l'estimation BP des réserves 1P est plus ou moins identique à l'estimation IHS des réserves 2P (IEA, 2008). Ceci suggère *soit* que les réserves 1P sont surestimées, *soit* que les réserves 2P sont sous-estimées. Ou, plus probablement, un peu des deux. Alors que BP et d'autres sources dépendent fortement des données fournies par les gouvernements nationaux, IHS Energy tire ses informations d'un éventail plus large de sources et met plus de moyens en œuvre pour vérifier l'exactitude des informations. De plus, les divergences entre sources publiques et industrielles de données varient largement d'une région à l'autre. Elles sont les plus grandes pour les producteurs du Moyen-Orient où, dans certains cas, les estimations 1P sont en fait plus grandes que les estimations 2P (Bentley, *et al.*, 2007). Étant donné que ces pays constituent la majorité des réserves mondiales, ils contribuent à hauteur de leur importance à l'incertitude dans les estimations mondiales.

Les estimations de croissance des réserves régionales et mondiales sont, par conséquent, largement entravées par la disponibilité et la précision des données requises. Une analyse détaillée de la croissance des réserves nécessite l'accès à des données de séries chronologiques de gisements individuels, mais la majorité des analystes n'y ont probablement pas accès pour la majorité des régions. Des estimations de croissance des réserves à l'échelle nationale et régionale peuvent être déduites de données fournies par IHS Energy. Mais il est nécessaire d'avoir accès aux bases de données d'années successives, et ces données sont strictement confidentielles et ne fournissent aucune information quant aux variations de la croissance des réserves selon la taille, le type et l'âge des gisements. De plus, ces données

sont liées à des frontières géographiques qui ne correspondent pas à des frontières géologiques, aussi la croissance des réserves observée proviendra d'une population hétérogène de gisements avec différentes caractéristiques géologiques et différentes caractéristiques d'exploitation. Aucune des sources de données mentionnées plus haut n'est fiable à 100% et les incertitudes sont les plus grandes là où elles ont le plus d'importance, à savoir, pour les pays qui détiennent la majorité des réserves mondiales.

4. Analyse et prévision de croissance des réserves

4.1 Fonctions de croissance

C'est aux Etats-Unis que la croissance des réserves a été étudiée le plus en détail. Entre 1978 et 1990, elle représentait 89% des ajouts aux réserves prouvées américaines (Attanasi et Root, 1994)¹⁰. Même si la croissance des réserves a lieu également dans d'autres régions du monde, l'évidence est moins concluante par manque de données fiables¹¹. Mais malgré un examen systématique il y a plus de 40 ans (Arrington, 1960), on s'aperçoit que l'étude de la croissance des réserves a été relativement négligée avant les années 1980 (Drew, 1997)¹². Un important stimulant pour effectuer des recherches supplémentaires a été l'étude rétrospective des prévisions de découvertes pour les Etats-Unis (Drew et Schuenemeyer, 1992). La méthode pour réaliser les prévisions se basait alors sur des estimations de la taille des gisements connus, mais elle oublia d'ajuster les estimations pour permettre une croissance future des réserves. Étant donné que ces gisements ont doublé de taille en moins de 10 ans, le volume des gisements nouvellement découverts a donc été largement sous-estimé. Le World Petroleum Assessment 2000 de l'USGS (USGS, 2000) a été la première étude à intégrer systématiquement la croissance des réserves dans l'estimation globale des ressources pétrolières, une initiative qui engendra une vive controverse (Laherrère, 2001).

La croissance future des réserves peut être estimée à partir de *fonctions de croissance des réserves*, basées sur la mesure de la croissance d'un échantillon de gisements statistiquement significatif (Root et Mast, 1993). Des fonctions de croissance annuelle et cumulée peuvent être calculées et utilisées pour convertir les estimations actuelles de découvertes cumulées en estimations futures pour une année donnée, l'ampleur de la croissance dépendant uniquement de l'« âge » du gisement. En effet, l'âge des gisements sert de mesure de l'effort de développement (ex : forage intercalaire, récupération assistée du pétrole, maintien de la pression, etc.) qui contribue à la croissance des réserves (Schmoker, *et al.*, 2000).

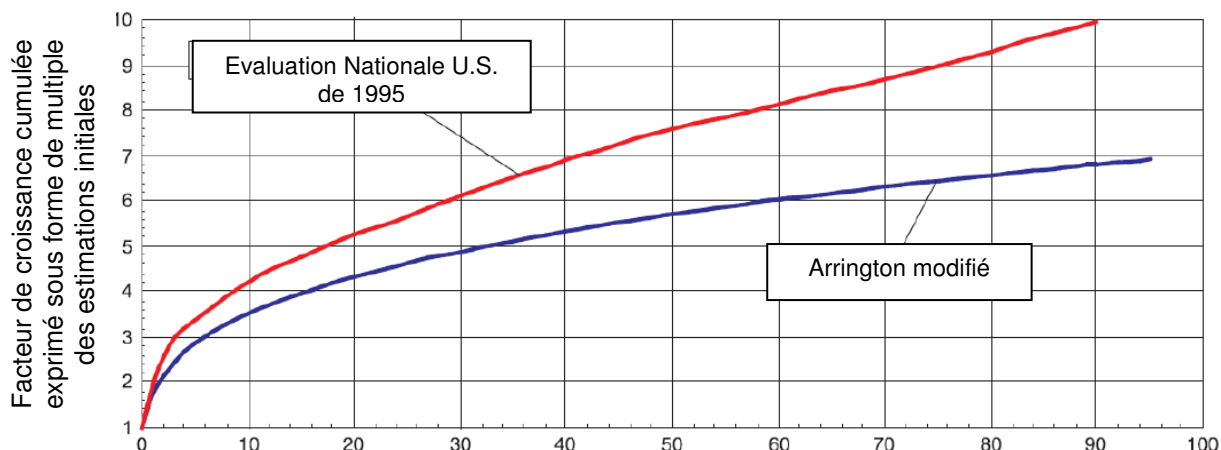
La Figure 4.1 présente deux fonctions de croissance estimées pour les gisements pétroliers onshore des Etats-Unis (Attanasi et Root, 1994 ; Verma, 2005). Elles montrent toutes deux une croissance rapide dans les années qui ont suivi la découverte des gisements et, malgré une augmentation plus lente par la suite, celle-ci continue toujours 80 ans après. De telles conclusions sont caractéristiques des données 1P américaines. Par exemple, Lore *et al.* (1996) ont découvert que la taille estimée des gisements offshore dans le golfe du Mexique a doublé en l'espace des six années qui ont suivi les découvertes et quadruplé en l'espace de 40 ans, alors qu'une étude ultérieure réalisée par Attanasi (2000) suggère qu'en l'espace de 50 ans, cette croissance aurait conduit à une multiplication par huit des réserves.

10 Références utiles : Verma (2003 ; 2005), Schmoker (2000), Nehring (1984), Attanasi et Root (1994), Root et Mast (1993), Schuenemeyer et Drew (1994) et Klett (2005).

11 Références utiles : Klett (2005), Klett et Gautier (2005), Gautier et Klett (2005), Gautier, *et al.* (2005), Klett et Schmoker (2003), Klett et Verma (2004a), Verma (2000 ; 2003 ; 2005), Verma et Ulmishak (2003), Verma, *et al.* (2004; 2001), Watkins (2002), Sem et Ellerman (1999) et Odell (1973).

12 Exceptions dans cette période intermédiaire : les travaux de Hubbert (1967), Arps, *et al.* (1970), Marsh (1971), Pelto (1973) ainsi que diverses études canadiennes (OGCB, 1970).

Figure 4.1 Fonctions de croissance cumulée des réserves pétrolière 1P américaines



Source : Verma (2005)

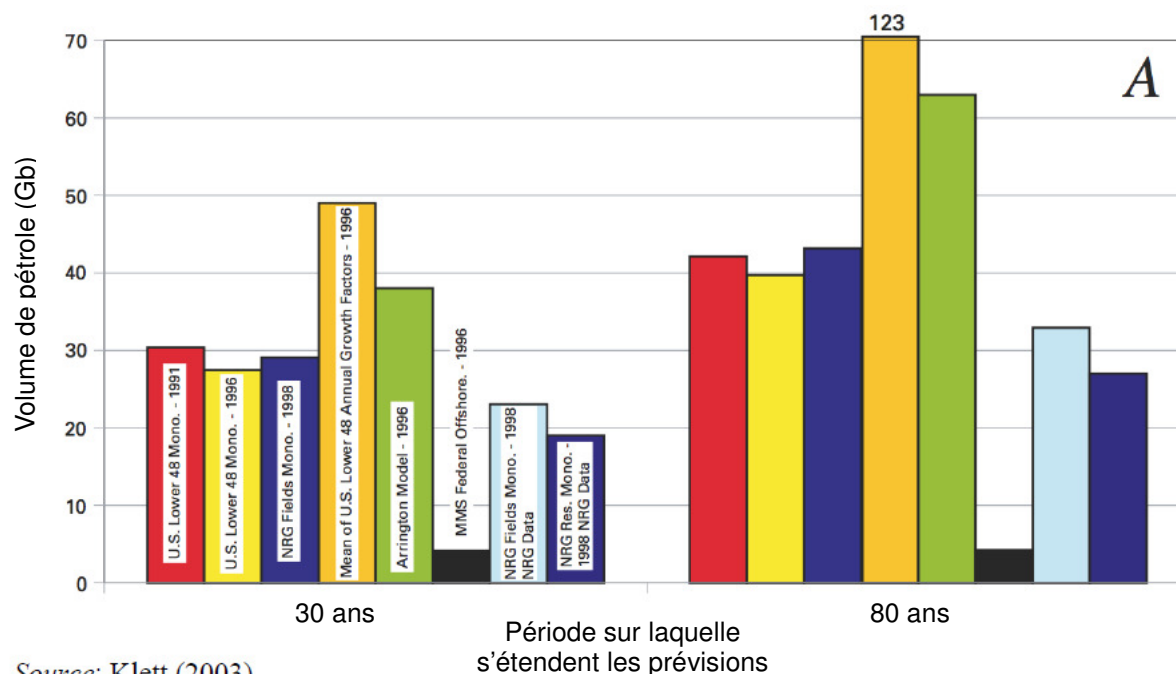
Alors que de nombreuses études américaines évaluent les fonctions de croissance à partir de la date de découverte du gisement (ex : Attanasi, 2000), une grande partie du travail de développement du gisement contribuant à la croissance des réserves a lieu après que la production a commencé, c'est-à-dire parfois plusieurs années après que la découverte a été effectuée (Klett, 2005). En l'occurrence, plusieurs auteurs (Forbes et Zampelli, 2009 ; Sem et Ellerman, 1999 ; Watkins, 2000) évaluent les fonctions de croissance à partir de la date de la première mise en production. Les deux approches se réfèrent à l'âge comme seule variable explicative pour la croissance des réserves et toutes deux négligent donc les facteurs qui varient avec le temps comme le prix du pétrole, une variable qui pourrait changer le taux de croissance en modifiant les incitations à effectuer des forages de développement. L'importance des facteurs économiques a été démontrée par Forbes et Zampelli (2009), qui ont détecté une forte corrélation positive entre le prix du gaz et la croissance des réserves dans le golfe du Mexique. Ils ont aussi détecté une corrélation négative entre les coûts d'exploitation (mesurés par la profondeur de l'eau) et la croissance des réserves.

La Figure 4.2 montre les prévisions de croissance future des réserves aux Etats-Unis d'après huit fonctions de croissance différentes (Klett, 2003). Les fonctions varient selon les ensembles de données à partir desquels elles sont estimées ainsi que selon la méthode utilisée. Chacune d'entre elles a été appliquée à un ensemble de données de l'IEA datant de 1996 afin d'estimer la croissance future des réserves aux Etats-Unis sur une période de 30 et 80 ans. Les détails des calculs sont très techniques, mais les différences entre les prévisions sont significatives. Les prévisions du MMS (Federal Offshore) (en noir) sont largement plus petites que les autres car elles utilisent des multiplicateurs plus petits pour les anciens gisements et considèrent que ceux de plus de 50 ans n'enregistreront plus de croissance des réserves. Quant aux prévisions d'Arrington et « Moyenne des 48 Etats US contigus », elles sont beaucoup plus élevées car l'ensemble de données duquel elles dérivent montre une croissance des réserves considérable dans les gisements très vieux et très jeunes.

Tout ceci montre que ces fonctions de croissance des réserves US présentent des disparités considérables, malgré l'utilisation d'ensembles de données qui sont comparables, se chevauchent et appliquent les mêmes normes (SEC) pour la comptabilisation des réserves. On peut s'attendre à ce que la variabilité de la croissance des réserves soit relativement plus importante pour les autres régions du monde (bien que cela dépende en partie de l'utilisation des estimations 1P ou 2P des réserves). Combinées au manque relatif de données pour ces

régions et à la possibilité que les schémas de croissance futurs s'écartent des expériences passées, les prévisions de croissance future des réserves sont très difficiles à établir au niveau régional et mondial.

Figure 4.2 Comparaison des prévisions de croissance future des réserves pétrolières américaines basées sur des fonctions de croissance différentes.



Source: Klett (2003)

4.2 Variation de la croissance des réserves selon le type et la taille des gisements

La croissance des réserves peut varier selon les facteurs suivants :

- la taille du gisement (ex : des gisements plus grands peuvent offrir plus de possibilités d'effectuer des forages supplémentaires et d'appliquer les techniques de récupération assistée du pétrole)
- la maturité du gisement (ex : l'OOIP de gisements récemment découverts peut être évalué avec une plus grande précision que ne l'a été celui de gisements découverts par le passé, grâce aux techniques sismologiques modernes)
- le type de gisement (ex : les opportunités d'améliorer le taux de récupération peut varier selon la profondeur, la température et la pression dans les réservoirs ainsi que selon la densité du pétrole)
- le propriétaire du gisement (ex : les grandes compagnies ont plus d'argent à investir que les petites compagnies)
- la région dans laquelle se trouve le gisement (ex : les normes de déclaration des réserves peuvent varier fortement d'une région à l'autre, ainsi que les motivations économiques pour augmenter ou non la production)

Malheureusement, ces facteurs n'ont pas pu être pris systématiquement en compte par manque de données fiables pour les gisements individuels. Toutefois, de précieuses indications peuvent être obtenues à partir de la littérature existante.

Tout d'abord, la croissance des réserves varie fortement entre gisements d'une même région. Par exemple, une analyse de 934 gisements du golfe du Mexique a démontré qu'approximativement la moitié d'entre eux avait doublé de taille entre 1975 et 2002, qu'un cinquième avait diminué, et que les autres n'avaient pas évolué de manière significative (Grace, 2007). Attansi et Root (1994) ont découvert que les gisements « de faible qualité » (notamment de pétrole lourd) ont augmenté cinq fois plus que les gisements conventionnels. Une autre étude sur 300 gisements américains a permis de découvrir qu'une croissance significative des réserves était essentiellement confinée aux gisements drainés par expansion des gaz dissous, contenant du pétrole lourd, ou ayant une faible perméabilité, pour lesquels des techniques telles que l'injection de vapeur, la fracturation hydraulique et l'injection de CO₂ ont été employées (Tennyson 2002). Cette disparité est problématique si on veut utiliser des fonctions de croissance moyenne au niveau régional et mondial. Néanmoins, bien qu'un gisement individuel puisse enregistrer une croissance des réserves négative ou positive, la croissance cumulée pour des groupes importants de gisements est systématiquement positive.

Deuxièmement, la croissance varie aussi significativement d'une région à l'autre, même si elles ont les mêmes caractéristiques géologiques. Par exemple, des études montrent que les gisements offshore norvégiens enregistrent une augmentation plus élevée que les gisements anglais ou danois (Klett et Gautier, 2005 ; Sem et Ellerman, 1999 ; Watkins, 2002). Cela peut s'expliquer par les différentes méthodes de développement des gisements, les définitions des réserves, les pratiques de déclaration des réserves, le traitement des liquides de gaz naturel ainsi que les conditions économiques et de régulation. De même, Verma et Ulmishek (2003) ont découvert que le manque d'investissements contribuait à la lenteur de la croissance des gisements de Sibérie occidentale, en comparaison de la croissance de gisements américains de taille similaire.

Troisièmement, la source et l'ampleur de la croissance des réserves varient au cours de la vie du gisement. Il semble vraisemblable qu'initialement la croissance soit davantage influencée par la croissance de l'OOIP, et que par la suite ce soit l'évolution des facteurs de récupération qui domine (Beliveau et Baker, 2003). La croissance est souvent très rapide juste après la découverte du gisement, et reflète le travail continu de délimitation des réservoirs. Mais une fois que la production est bien établie, la croissance provient davantage de la mise en application des techniques de récupération assistée du pétrole (EOR), de l'optimisation de l'espacement des puits et d'une meilleure compréhension des caractéristiques des réservoirs (Verma et Ulmishek, 2003).

Quatrièmement, les gisements de grande taille croissent davantage que les petits gisements (voir Figures 2.2 et 2.3). Par exemple, d'après Verma et Ulmishek (2003), les gisements sibériens ayant un URR > 1Gb avaient doublé de taille en l'espace de 19 ans, alors que les gisements plus petits n'ont augmenté que de 19% sur la même période. La moyenne de tous les gisements présentait une croissance de 95%, étant donné que les gisements de grande taille dominent les additions totales aux réserves. De même, Grace (2007) a constaté que les gisements du golfe du Mexique qui augmentent de taille contenaient 80% des hydrocarbures découverts et qu'ils étaient en général six fois plus grands que les gisements qui rétrécissaient. Une explication possible est que les petits gisements sont explorés plus complètement avant qu'on ne confirme les premiers chiffres de leurs réserves, ce qui laisse moins de marge pour la

croissance de l'OOIP estimé. Cependant, Grace a également découvert que le mécanisme fondamental de croissance des réserves résidait dans la découverte de nouveaux réservoirs, découverte qui est plus probable avec les gisements de grande taille.¹³ Ces résultats suggèrent que la croissance des réserves peut décliner à l'avenir (en termes absolus et en pourcentage) au fur et à mesure que la taille moyenne des nouvelles découvertes décline elle aussi. Toutefois, d'autres études n'ont trouvé aucune corrélation statistiquement significative entre la taille des gisements et la croissance des réserves (Forbes et Zampelli, 2009 ; Klett et Gautier, 2005)¹⁴.

Enfin, certaines observations suggèrent que les gisements onshore puissent grandir plus que les gisements offshore (Watkins, 2002) et que les gisements plus anciens puissent croître davantage que les découvertes plus récentes. Par exemple, Forbes et Zampelli (2009) ont détecté un déclin du « régime de croissance des réserves » dans le golfe du Mexique après 1987 qui est dû à l'utilisation de techniques sismiques 3D permettant une estimation plus précise de la taille des gisements. Une fois de plus, ces résultats suggèrent que la croissance des réserves peut décliner à l'avenir, vu qu'une plus grande part de la production proviendra de gisements plus récents, plus petits, mieux délimités, et qui ont plus de chance d'être offshore.

¹³ Il y avait 78 gisements à réservoir unique, parmi lesquels 33 ont diminué de taille, 27 sont restés stables et 18 ont augmenté de taille.

¹⁴ Forbes et Zampelli (2009) ont étudié la même région que Grace (2007), mais se sont concentrés sur les gisements de gaz.

5. Estimations USGS du potentiel de croissance des réserves mondiales

5.1 USGS World Petroleum Assessment

La plupart des analyses de la croissance des réserves furent menées aux Etats-Unis, où les règles de la SEC¹⁵ requièrent que les déclarations des réserves suivent une interprétation particulièrement prudente des réserves 1P, qui ne concerne que le pétrole en contact avec un puits. En conséquence, des auteurs tels que Laherrère (1999) soutiennent que la croissance observée des réserves provient principalement de la prudence du recensement¹⁶. A l’opposé, des « optimistes » tels que Mills (2008) mettent en évidence la contribution historique et potentielle de technologies plus avancées. En 2000, cette divergence atteignit un seuil critique avec la publication du World Petroleum Assessment (WPA) de l’USGS, qui fournit une évaluation mondiale de référence sur les ressources ultimes récupérables de pétrole conventionnel (USGS, 2000).

L’étude de l’USGS comptabilisait les ressources qui avaient « le potentiel d’être ajoutées aux réserves » sur la période 1995-2025 en ayant recours aux technologies existantes. Cette étude était basée sur des hypothèses sur la viabilité technique et économique, et impliquait donc que les résultats pourraient à la fois *sous-estimer* l’URR global (puisque certaines ressources pourraient n’être accessibles techniquement et économiquement qu’à plus long terme), et *surestimer* la disponibilité des ressources d’ici 2030 (étant donné que des contraintes politiques et autres pourraient empêcher l’accès aux ressources et leur exploitation). De plus, puisque l’étude utilisait comme ligne de base le 1^{er} janvier 1996, les estimations des découvertes cumulées étaient déjà dépassées de 5 ans lors de la publication de l’étude.

Les points les plus controversés de l’étude étaient les hypothèses sur la croissance future des réserves (Laherrère, 2001). Celle-ci avait été exclue d’évaluations mondiales précédentes de l’USGS à cause de l’insuffisance des données. Néanmoins, cette omission devenait de plus en plus inappropriée car la croissance des réserves semblait représenter une proportion croissante des additions aux réserves mondiales. En utilisant la base de données de la compagnie Pétroconsultants (devenue IHS), l’USGS (2000) a remarqué que les découvertes 2P cumulées pour 186 gisements géants situés en dehors des Etats-Unis avaient augmenté de 26% entre 1981 et 1996. C’était bien plus que ce que laissaient entrevoir les fonctions de croissance des réserves pétrolières des Etats-Unis, alors que la base de données Pétroconsultants était de type 2P et que la fonction des Etats-Unis avait été évaluée à partir de données 1P. De ce fait, l’omission de la croissance des réserves hors Etats-Unis ne semblait plus viable.

L’étude menée en 2000 incluait donc pour la toute première fois une prise en compte explicite de la croissance future des réserves. L’USGS souligna que leurs prévisions de croissance des réserves n’étaient qu’une ébauche et qu’il y avait de nombreuses approximations dans les méthodes utilisées, ainsi qu’un large intervalle de confiance pour les résultats. Néanmoins, les estimations obtenues ont depuis été exploitées à grande échelle dans l’industrie pétrolière et continuent de servir de base aux prévisions d’offre pétrolière mondiale réalisées par des organismes tels que l’International Energy Agency (IEA) (2008).

¹⁵ NdT : Securities and Exchange Commission (SEC).

¹⁶ La croissance des réserves aux Etats-Unis est peut-être également influencée par les restrictions de production imposées dans les années 1950 et 1960 (« répartition proportionnelle») et par les sous-estimations de la taille des gisements aux débuts de l’industrie pétrolière en raison de techniques géophysiques rudimentaires.

La Figure 5.1 résume l'ensemble des résultats de l'analyse de l'USGS. Ce schéma indique les estimations moyennes de l'USGS pour les URR de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel (LGN), répartis entre les Etats-Unis et le reste du monde. Les autres quantités indiquées sont celles pour lesquelles on estime à 5%, 50% et 95% la probabilité de dépassement des chiffres avancés – ces valeurs délimitent l'étendue de l'incertitude. L'estimation moyenne de la croissance des réserves de pétrole brut et LGN combinées est de 730 Gb (76 Gb aux Etats-Unis et 612 Gb pour le reste du monde). Cela représente 22% de l'URR mondial estimé, 28% des ressources restantes estimées, et ce nombre dépasse le chiffre de production cumulée de liquides arrêté en 1995. Par conséquent, l'USGS anticipait que la croissance des réserves des gisements existants contribuerait presque autant que les nouvelles découvertes aux additions futures des réserves.

Figure 5.1 : Estimations par l'USGS des ressources ultimes récupérables de pétrole conventionnel.

Tableau AR-1. Résumé au niveau mondial des estimations d'hydrocarbures conventionnels non découverts et de croissance des réserves de pétrole, de gaz, et de liquides de gaz naturel (LGN). (Gbep, milliards de barils équivalent pétrole. Six mille pieds cubes de gaz équivalent à un baril équivalent pétrole. F95 représente 95% de probabilité d'obtenir, au minimum, le montant indiqué. D'autres fractiles sont définis de la même manière. La production et les réserves ont été normalisées au 01/01/1996. Les zones d'ombre indiquent que ce n'est pas d'application.

Pétrole				Gaz					LGN			
Milliards de barils				Billions de pieds cubes				Gbep	Milliards de barils			
F95	F50	F5	Moyenne	F95	F50	F5	Moy.	Moy.	F95	F50	F5	Moyenne

Monde (hors-Etats-Unis)

conventionnel non découvert	334	607	1107	649	2299	4333	8174	4669	778	95	189	378	207
croissance des réserves (conventionnel)	192	612	1031	612	1049	3305	5543	3305	551	13	42	71	42
Réserves restantes*				859				4621	770				68
Production cumulée*				539				898	150				7
Total				2.659				13.493	2.249				324

Etats-Unis

conventionnel non découvert**	66		104	83	393		698	527	88	Combiné avec le pétrole			
croissance des réserves (conventionnel)**				76				355	59	Combiné avec le pétrole			
Réserves restantes				32				172	29	Combiné avec le pétrole			
Production cumulée				171				854	142	Combiné avec le pétrole			
Total				362				1.908	318				
Total mondial (Etats-Unis inclus)				3.021				15.401	2.567				

*Les données sur les réserves mondiales et la production cumulée ne reflètent que les parties du monde évaluées et proviennent de la compagnie Petroconsultants (1996) et NRG Associates (1995).

** Les informations sur les Etats-Unis proviennent de Gautier and others (1996) et du Minerals Management Service (1996).

Source : USGS (2000).

Les critiques n'ont pas tardé pour affirmer que l'estimation mondiale de 730 Gb était franchement optimiste et que les méthodes utilisées par l'USGS étaient défectueuses (Bentley, *et al.*, 2007 ; Laherrère, 2001). La principale difficulté était d'étendre l'expérience américaine en matière de croissance des réserves aux autres gisements de la planète. Cela pose problème pour un certain nombre de raisons, mais surtout parce que les fonctions de croissance US sont

basées sur des estimations 1P tandis que l'ensemble des données utilisées par l'USGS sont basées sur des estimations 2P. Si la croissance des réserves aux Etats-Unis est principalement due aux procédures de déclarations prudentes des réserves (comme le prétendent de nombreux auteurs), alors l'analyse de l'USGS surestimera le potentiel mondial.

5.2 Méthode de l'USGS pour estimer le potentiel de croissance des réserves mondiales

La Figure 5.2 résume la procédure de l'USGS pour estimer la croissance des réserves en dehors des Etats-Unis. Les informations nécessaires sont les suivantes : des données mondiales sur les gisements, une fonction de croissance des réserves, et une distribution de probabilités.

Les données mondiales sur l'âge, la production cumulée et les réserves 2P des gisements proviennent de la base de données IHS¹⁷. Le Canada représente une exception : les données de réserves 1P ont été fournies par Nehring Associates. Les gisements furent répartis en 270 « unités d'analyse »¹⁸, on a vérifié qu'ils avaient été découverts avant 1996 et que leur statut de production était autre qu'*abandonné*. Les statistiques obtenues recensent un total de 13.618 gisements (dont 8.270 étaient des gisements de pétrole) qui représentaient environ 95% du pétrole découvert en dehors des Etats-Unis.

La fonction de croissance des réserves fut dérivée de gisements des 48 Etats contigus des Etats-Unis et fournît un facteur multiplicateur par lequel un gisement d'un âge donné de cette région était sensé « croître » au cours des 30 années suivantes. Pour calculer la contribution attendue de la croissance des réserves au niveau mondial durant la période fixée, la même fonction de croissance fut appliquée séparément à chacun des gisements de la base de données (pétrole, gaz et LGN), desquels on soustraya le volume initial « avant croissance ». Les auteurs remarquent que : « (...) utiliser la même fonction de croissance des réserves pour tous les gisements implique qu'on ne prend pas en compte les différences régionales et locales concernant les procédures de déclarations des réserves, les définitions des réserves, les conditions techniques, économiques et politiques, lesquelles ont toutes un impact sur la croissance des réserves ». Pour diverses raisons, des fonctions de croissance ont été créées pour différentes sous-régions des Etats-Unis, et l'USGS suggère qu'une amélioration future du modèle serait de sélectionner pour chaque région du monde la fonction de croissance de la zone américaine la plus appropriée, c.-à-d. analogue géologiquement.

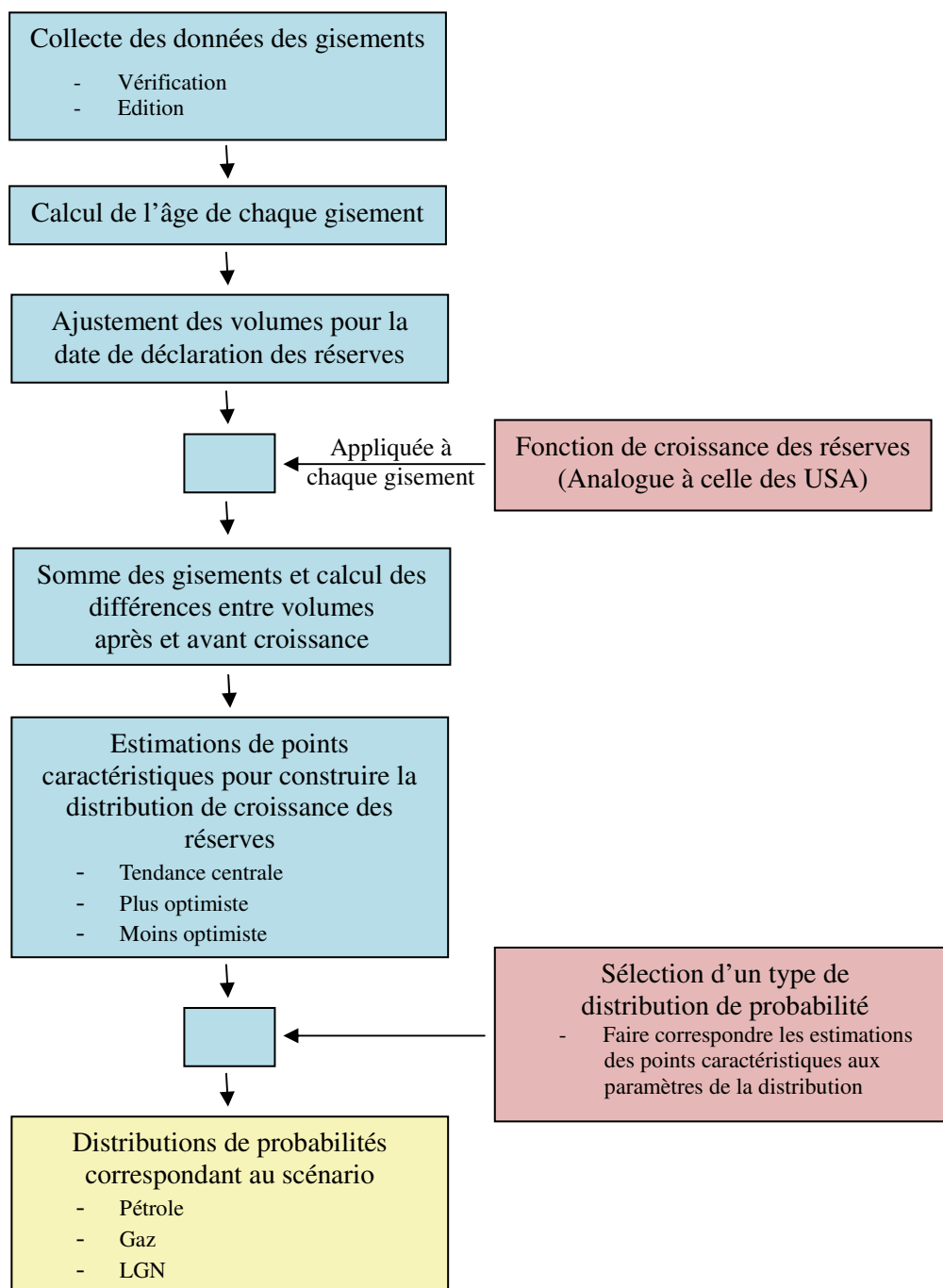
Afin de refléter les incertitudes, la valeur calculée à partir des fonctions de croissance des réserves correspond à la moyenne d'une distribution de probabilités (Figure 5.3). En l'absence de données permettant d'estimer la forme exacte de la distribution, elle reçut une forme triangulaire afin de faciliter les calculs. La valeur minimale fut fixée à zéro, évitant ainsi la possibilité d'une croissance des réserves négative. En ayant précisé un minimum et une moyenne, la valeur maximale est ainsi automatiquement définie.

17 NdT : IHS = Information Handling Services.

18 Unité d'analyse (UA): volume de roche suffisamment homogène, en terme de géologie, de possibilités d'exploration, d'accessibilité et de risque, pour être examiné avec une méthodologie particulière d'évaluation des ressources.

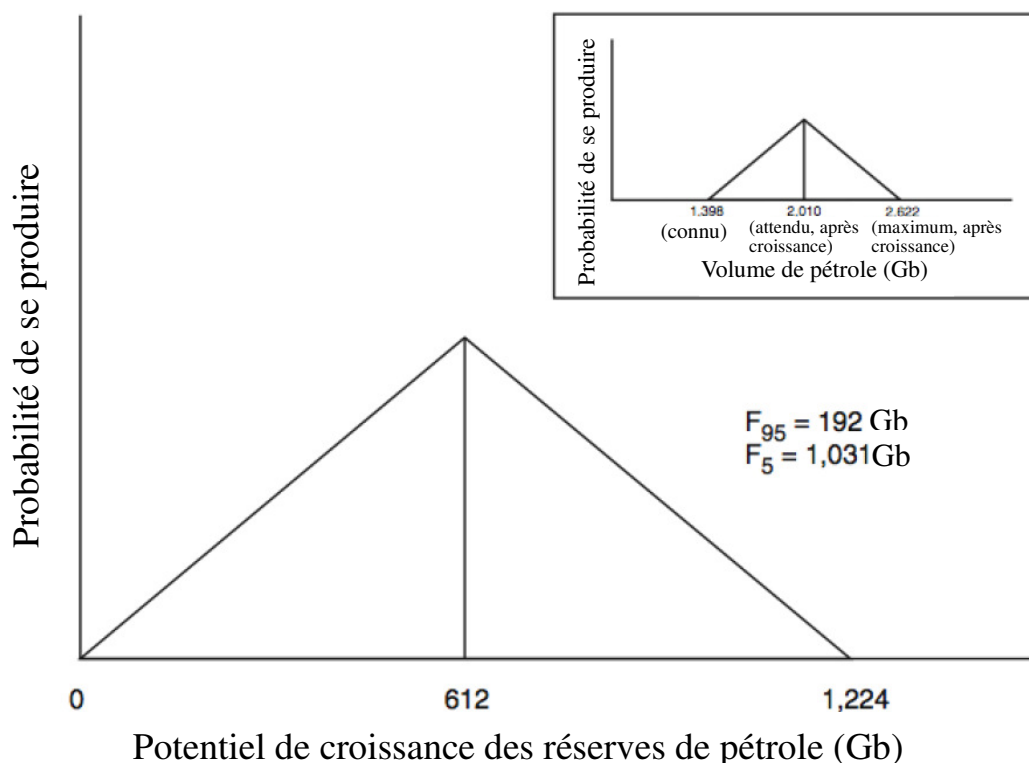
La Figure 5.4 indique la distribution de probabilités cumulée résultante pour la croissance totale des réserves du reste du monde (hors-Etats-Unis). Les chiffres présentés ici sont conformes à ceux se trouvant dans la deuxième rangée du tableau de la Figure 5.1.

Figure 5.2 : méthodes d'évaluation de la croissance des réserves par l'USGS



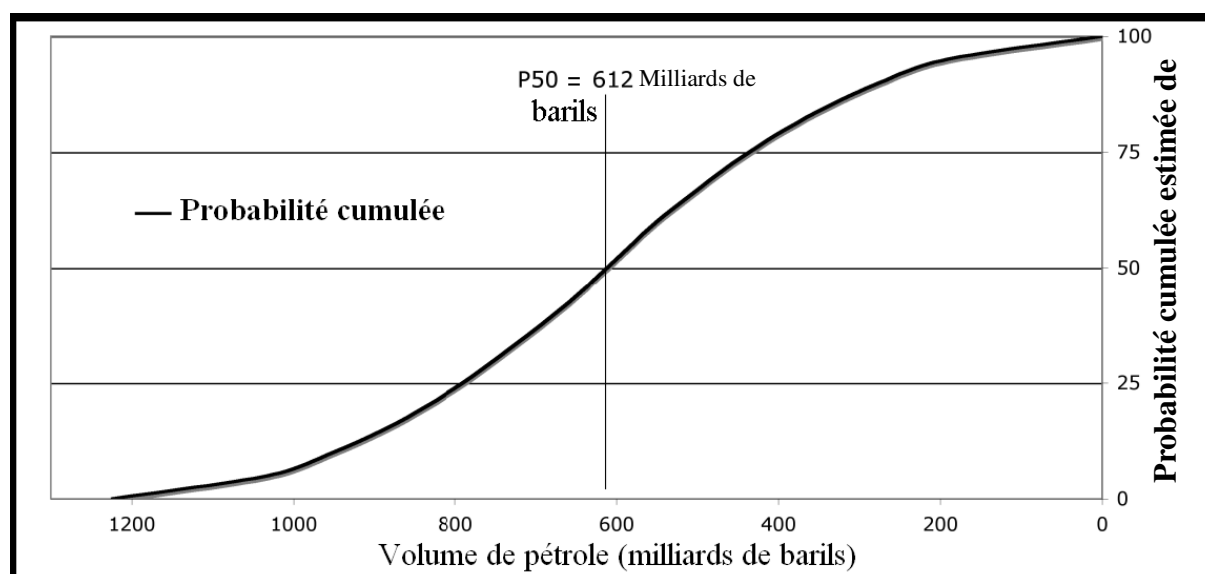
Source : USGS (2000), Figure RG-3

Figure 5.3 : Distribution de probabilités de croissance des réserves dans le reste du monde (hors Etats-Unis) par l'USGS



Source : USGS (2000)

Figure 5.4 : prévisions de l'USGS de la croissance des réserves (reste du monde, hors-Etats-Unis), exprimées sous forme de probabilité cumulée.



Note : la valeur médiane, ou P50, de cette distribution est de 612 milliards de barils (et c'est aussi la valeur moyenne puisque la distribution est symétrique).

Source : calcul réalisé à partir des données cataloguées par l'USGS (2000).

5.3 Problèmes soulevés par la méthode de l'USGS

L'USGS met en évidence un ensemble de facteurs susceptibles de mener leur approche à *sous-estimer* la croissance future des réserves mondiales. Par exemple :

- Des échelles de temps plus longues pour le développement des gisements dans le reste du monde par rapport aux Etats-Unis (soit dû à un manque d'incitants, soit dû à une technologie moins avancée) pourraient signifier que les gisements plus anciens continuent d'avoir un potentiel de croissance plus important que les gisements du même âge aux Etats-Unis ;
- Des avancées dans le domaine des technologies de récupération (et particulièrement les techniques de récupération « EOR ») peuvent permettre une croissance des réserves plus importante que celle précédemment observée ;
- Une pénurie mondiale de pétrole pourrait inciter à réaliser des investissements plus importants dans la technologie et ainsi accélérer et améliorer le potentiel de croissance des réserves ;
- L'agrégation des gisements afin d'établir une estimation mondiale n'est exacte que lorsqu'on additionne les tailles *moyennes* des gisements. En fait, les bases de données utilisées incluent à la fois des réserves 1P (données NRG des gisements de pétrole canadiens) et des réserves 2P (reste du monde). Comme discuté par Thompson *et al.* (2009), l'issue la plus probable est une sous-estimation des réserves mondiales, et donc également de la croissance future des réserves.

Dans le même temps, un ensemble de facteurs peuvent mener l'approche de l'USGS à *surestimer* la croissance future des réserves mondiale:

- Il se peut que les critères spécifiant les techniques permises pour l'identification des réserves soient en général moins restrictifs dans le reste du monde qu'aux Etats-Unis (puisque les données de l'IHS se basent sur les estimations 2P, tandis que les fonctions de croissance des Etats-Unis se basent sur des estimations 1P, lesquelles sont très prudentes). Il en résulterait des chiffres plus élevés pour les réserves actuelles, et donc le potentiel de croissance des réserves serait moins élevé.
- Dans certains pays, les réserves déclarées peuvent avoir été délibérément exagérées (Bentley et al., 2007 ; Salameh, 2004) ;
- Les gisements situés dans le reste du monde ont peut-être tendance à être développés davantage avant que ne soient publiées les estimations des réserves initiales, ce qui rendrait les premières estimations plus exactes et réduirait le potentiel de croissance;
- Une récession économique mondiale et/ou une baisse des prix du pétrole peut diminuer les investissements de l'industrie pétrolière dans l'exploration et la production, de sorte que les découvertes tout comme la croissance potentielle des réserves pourraient être limitées.

L'USGS avance que la marge d'erreur est répartie équitablement de part et d'autre de la « meilleure évaluation » - ce qui signifie que la distribution de probabilités devrait être symétrique (Figure 5.3). Mais d'autres auteurs accordent plus ou moins d'importance aux facteurs ci-dessus et arrivent à d'autres conclusions en ce qui concerne la possibilité de distorsions dans les chiffres obtenus. Dans la plupart des cas, les facteurs qui contribuent à une surestimation possible de la croissance des réserves sont considérés comme plus

importants – en particulier la différence entre les estimations 2P d'IHS et celles 1P américaines¹⁹. Néanmoins, l'utilisation de fonctions de croissance de réserves U.S. est quelque peu supportée par à une analyse de la croissance des réserves de 186 gisements de pétrole géants hors Etats-Unis observée entre 1981 et 1996. L'analyse a montré que les estimations 2P des découvertes cumulées pour ces gisements avaient augmenté de 26% durant cette période, ce qui était nettement *mieux* que ce qu'auraient prédit les fonctions de croissance des réserves U.S., alors que ces dernières sont basées sur des données 1P (Klett et Schmocker, 2003).

Le choix d'une distribution de probabilités triangulaire semble raisonnable en l'absence de données additionnelles. Toutefois, le choix du zéro comme valeur minimale exclut la possibilité d'une croissance des réserves négative. Ceci pourrait être remis en question pour les données 2P, puisqu'elles impliquent une probabilité de 50% d'obtenir des réserves supérieures ou inférieures aux estimations initiales.

Une difficulté de l'étude de l'USGS est la présentation des résultats. Une fois la distribution de probabilités calculée, l'information concernant l'incertitude est présentée sous forme d'un tableau indiquant les fractiles 5% et 95% (Figure 5.1). Etant donné que ces derniers sont rarement cités en même temps que les valeurs moyennes, l'information sur l'incertitude est généralement perdue quand d'autres sources utilisent les résultats. Il serait préférable de présenter l'incertitude sous la forme d'une valeur moyenne associée à un écart type. Dans la Figure 5.4, par exemple, la distribution de probabilités conduit à un écart type de 250 milliards de barils. C'est pourquoi il serait plus utile de noter 612±250 Gb pour représenter le potentiel de croissance des réserves mondiales hors Etats-Unis. Ce serait plus compréhensible par des novices, que de noter les fractiles F5 et F95, surtout lorsque la forme de la distribution de probabilités n'est pas précisée.

Le choix d'une prévision qui court sur une période de trente ans semble être un compromis raisonnable car la période de prévision doit être suffisamment longue que pour être intéressante, mais pas trop longue non plus afin qu'on puisse espérer raisonnablement que les tendances observées aujourd'hui se poursuivent. Le rapport conclut que « *des prévisions sur le potentiel de croissance des réserves qui s'étalent sur des périodes plus longues sembleraient injustifiées, puisque les bases économiques et techniques de l'industrie pétrolière changent de manière significative au fil du temps.* »

5.4 Comparaison avec la situation constatée depuis 1995

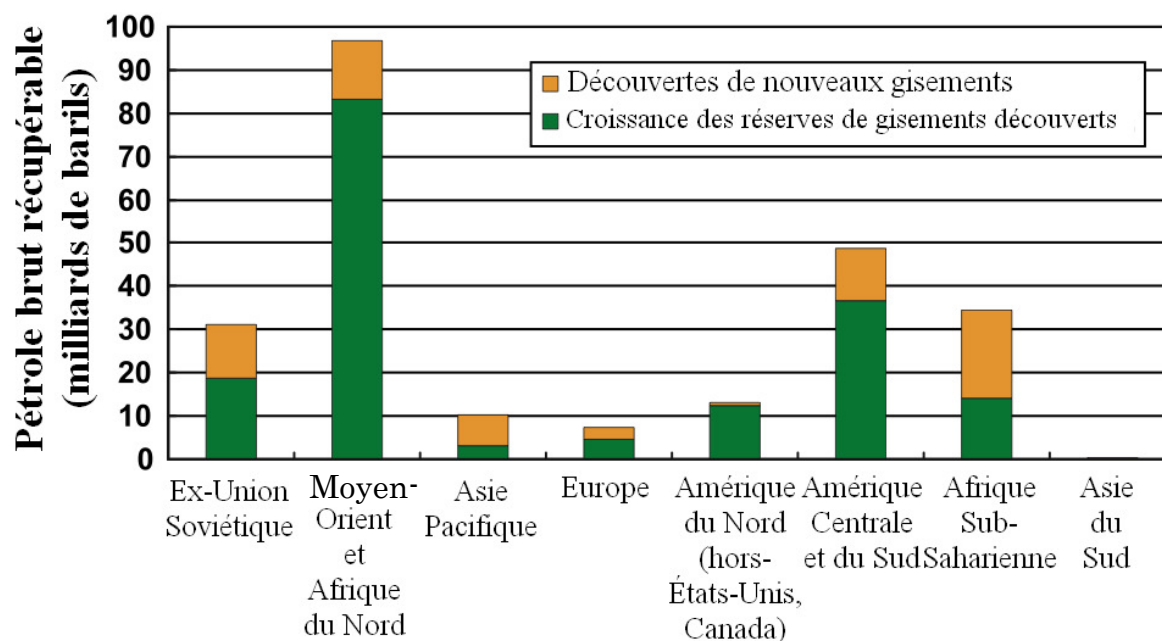
Puisque nous sommes presque à mi-chemin de la période 1995-2025 choisie par l'étude USGS, il est possible de comparer les estimations avec la réalité observée. Dans une étude importante, Klett, *et al.* (2005) a comparé sur la période 1995-2003 les prévisions de croissance des réserves avec la croissance observée dans la base de données d'IHS Energy. L'analyse a montré que, sur cette période, la croissance des réserves a ajouté 171 Gb de pétrole aux réserves mondiale hors Etats-Unis, soit plus du double de ce qu'ont apporté les

19 L'USGS reconnaît également l'inconvénient d'utiliser les fonctions de croissance des réserves des Etats-Unis, mais rejette l'alternative qui serait d'utiliser des fonctions de réserves spécifiques aux différentes régions du monde car les données seraient inadéquates. L'alternative, qui serait d'ignorer totalement la croissance des réserves, pourrait mener à commettre des erreurs encore plus grandes.

nouvelles découvertes. Les résultats laissent entendre que 28% de l'estimation USGS moyenne pour la croissance des réserves hors Etats-Unis ont été ajoutés durant les premiers 27% de la période évaluée – soit une excellente adéquation avec les 'prévisions'.

La même analyse a montré que la croissance des réserves des gisements de gaz était considérablement au-delà des prévisions (51% de l'estimation totale), tandis que les nouvelles découvertes de pétrole étaient significativement en deçà (seulement 11% de l'estimation totale). Klett, *et al* suggère que ces résultats sont peut-être explicables par une préférence accordée aux investissements qui améliorent la croissance des réserves par rapport aux investissements pour l'exploration, puisque la croissance des réserves représente une stratégie bon marché et à moindres risques. Ceci pourrait impliquer que les taux de croissance des réserves aient été gonflés en début de période par les investissements et puissent diminuer par la suite. Les auteurs remarquent également que, dans divers pays, les investissements ont été fortement jugulés par des facteurs politiques et économiques, et que « ... dans ce contexte, il est surprenant que l'on ait trouvé jusqu'à 11% des ressources en pétrole non découvertes estimées et que l'on ait réalisé sur une période de 8 ans 28% de l'estimation de la croissance potentielle des réserves ». La Figure 5.5 indique la répartition par région des nouvelles découvertes de gisements et de la croissance des réserves durant la période sous revue, ce qui met en lumière, une fois de plus, que la croissance des réserves contribue bien plus que les nouvelles découvertes aux ajouts de réserves.

Figure 5.5 : ajouts par région aux réserves de pétrole brut (en milliards de barils), de janvier 1996 à décembre 2003.



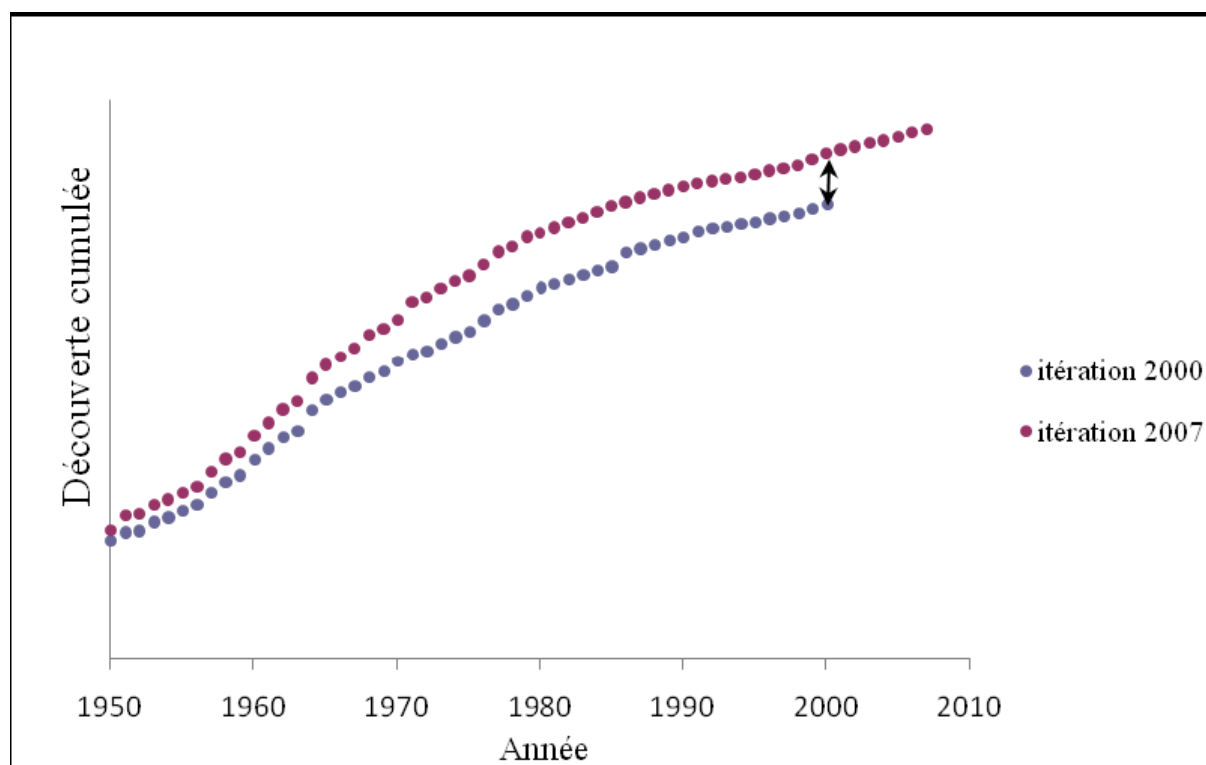
Source : Klett *et al.* (2005), Figure 2.

Bentley *et al.* (2007) mettent en doute l'évaluation de Klett, *et al* en observant que des problèmes de définition pourraient contribuer à l'augmentation apparente des réserves. Par exemple, Stark et Chew (2005) ont trouvé une croissance mondiale des réserves qui s'élevait à 465 Gb entre 1995 et 2003. Cependant, à peine 175 Gb de ce total furent attribués à une croissance « classique » des réserves, tandis que le reste fut attribué à des « données nouvelles

et révisées ». Cette distinction suggère qu'une partie considérable de la croissance apparente des réserves pourrait provenir de facteurs tels que la prise en compte de gisements auparavant oubliés par les bases de données de l'industrie et d'estimations révisées de gisements pour lesquels on possédait peu de données fiables. La plus grande augmentation en termes absolus provenait de gisements du Moyen-Orient où les données sur les réserves sont particulièrement incertaines.

Afin de vérifier si le taux de croissance des réserves observé par Klett *et al.* est maintenu, nous avons comparé les réévaluations de 2000 et de 2007 de la base de données d'IHS Energy (Figure 5.6). Les résultats suggèrent que les découvertes cumulées 2P pour les gisements antérieurs à l'an 2000 ont augmenté de 11% sur cette période. Les statistiques mondiales incluent les données des États-Unis et du Canada, qui ne sont pas comparables aux statistiques des autres parties du globe, puisque basées sur les réserves 1P. Si on exclut les données U.S., les gisements antérieurs à l'an 2000 auraient augmenté de 13.9% entre 2000 et 2007, ce qui laisse entendre que le taux de croissance des réserves non américaines a *augmenté* ces dernières années. Le pourcentage de croissance des réserves varie grandement d'un pays à l'autre (Table 5.1), la plus grande contribution en termes absolus provenant d'Arabie Saoudite et d'Iran (Figure 5.7).

Figure 5.6 : Croissance des réserves entre 2000 et 2007 selon la base de données d'IHS.



Source : IHS Energy

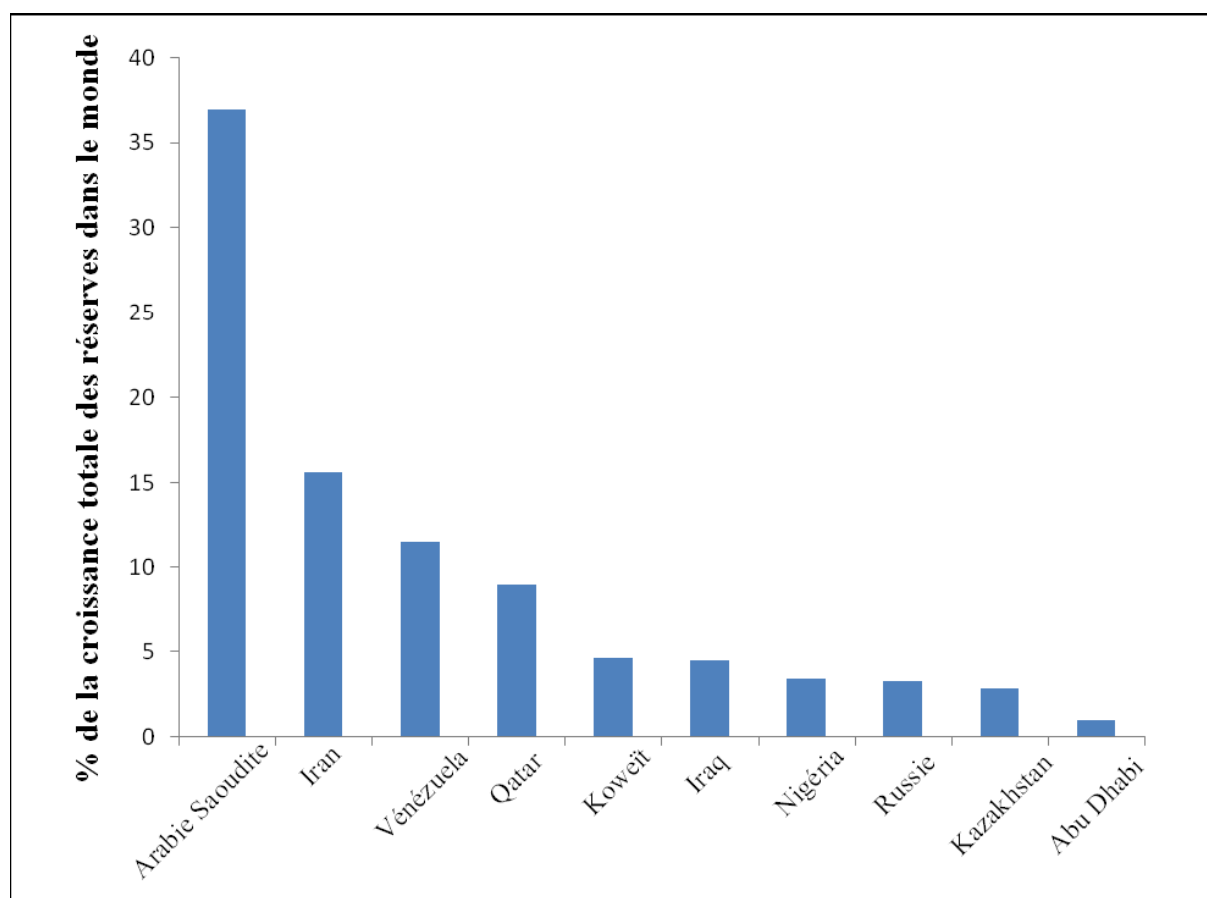
Remarque : les flèches indiquent la croissance des réserves pour les gisements découverts avant fin 2000.

Tableau 5.1 Contribution des grands producteurs à la croissance mondiale des réserves entre 2000 et 2007

Pays	croissance 2000 – 2007 (en %)	Part de la croissance mondiale des réserves (en %)
1 Arabie Saoudite	27,5	37,0
2 Iran	23,5	15,6
3 Russie	3,0	3,3
4 Iraq	8,5	4,5
5 Venezuela	22,5	11,5
6 Koweït	12,5	4,7
7 Abu Dhabi	3,2	1,0
8 Nigéria	15,8	3,5
9 Qatar	102,4	9,0
10 Kazakhstan	20,1	2,9

Source : IHS Energy

Figure 5.7 Contribution des grands producteurs à la croissance mondiale des réserves entre 2000 et 2007



Source : IHS Energy

Remarque : Contribution à la croissance mondiale des réserves exprimée en pourcentage, pour les dix pays les plus riches en pétrole, classés en fonction de leur contribution.

En résumé, même si les taux existants peuvent être contestés, il est évident qu'une croissance significative des réserves est observée dans les estimations des découvertes cumulées basées sur les réserves à la fois 1P et 2P. Avec les données 2P, la croissance moyenne mondiale des réserves observée depuis 1995 semble de manière générale en accord avec les hypothèses de l'USGS (2000). On peut donc dire que les affirmations répétées qui déclarent l'étude de l'USGS douteuse ou trop optimiste sont au mieux prématurées. Cependant, la croissance moyenne mondiale des réserves est fortement influencée par la croissance des réserves des pays qui possèdent les réserves les plus importantes, et pour lesquels les données sont beaucoup moins fiables. De plus, il est loin d'être clair que la tendance observée dans la croissance des réserves sera maintenue à l'avenir.

6. Conclusions

La principale conclusion que l'on peut tirer de cette étude est qu'il reste à accomplir un travail considérable de collecte des données adéquates afin de prévoir la croissance des réserves, ainsi que de mise à jour ou d'affinement des prévisions préliminaires et très approximatives de l'USGS.

- *La croissance des réserves, bien qu'elle soit elle-même clairement définie, dépend d'autres définitions* : « Eplucher » la définition de croissance des réserves pour en extraire ses éléments constitutifs révèle qu'il y a un certain nombre de problèmes de définition qui doivent encore être résolus, particulièrement en ce qui concerne la définition des réserves elles-mêmes et les catégories de pétrole qui devraient y être incluses. Dans le but de prévoir l'évolution future de la production pétrolière mondiale, il semble judicieux d'élargir la définition autant que possible et d'inclure toutes les contributions possibles aux réserves de pétrole.
- *Les données sur lesquelles les estimations sont basées sont peu nombreuses et souvent douteuses* : des données fiables de gisements individuels ne sont accessibles publiquement que pour un petit nombre de régions à travers le monde (notamment les Etats-Unis) et la croissance des réserves observée dans ces régions pourrait ne pas être représentative de celle d'autres régions. Des données de gisements individuels de l'ensemble de la planète ne sont disponibles qu'auprès de quelques sources et celles-ci se basent sur des estimations de réserves qui ne sont pas (ou ne peuvent pas être) sujettes à un contrôle externe. Étant donné leur coût élevé, ces données sont inaccessibles à la plupart des analystes, même si des données régionales sont accessibles à un coût plus abordable. Celles-ci permettent d'estimer la croissance des réserves au niveau régional, mais la même chose est impossible si on utilise des sources du domaine public tel que le BP Statistical Review.
- *Les facteurs géologiques, technologiques et définitionnels contribuent tous à la croissance des réserves* : l'amélioration progressive des connaissances géologiques d'un gisement conduit à une augmentation du volume de pétrole dont on connaît l'existence. Des facteurs technologiques peuvent augmenter la quantité de pétrole qu'il est possible d'extraire, mais n'affectent en rien les conditions connues du sous-sol. Les facteurs définitionnels ne changent en rien la quantité de pétrole en place, ni la quantité extraite. C'est pourquoi les confusions entre définitions et modifications de définitions devraient être évitées à tout prix.
- *La croissance des réserves est réelle, significative, et ne résulte pas en premier lieu de procédures prudentes de déclaration des réserves* : la contribution relative des différents facteurs à la croissance des réserves demeure incertaine, à la fois à cause d'un manque d'études et de données inappropriées. On pourrait également s'attendre à ce qu'elle varie d'une région à l'autre et au fil du temps. Cependant, pour de nombreuses régions du monde, on constate une croissance significative des estimations 2P des découvertes cumulées. De plus, nombre d'études soulignent l'importance des facteurs technologiques et géologiques pour la croissance des réserves. On pourrait donc s'attendre à ce que ces facteurs contribuent largement à l'offre pétrolière mondiale future.

- *La croissance des réserves varie grandement d'un type de gisement à l'autre et pourrait changer de manière significative à l'avenir* : la croissance des réserves semble être plus importante pour les gisements importants, anciens et onshore. Donc, à mesure que la production mondiale s'oriente vers des gisements plus petits, plus récents, et offshore, le taux de croissance des réserves pourrait chuter, à la fois en pourcentage et dans l'absolu. Dans le même temps, une augmentation des prix du pétrole pourrait encourager un emploi plus répandu des techniques EOR, qui ont le potentiel d'augmenter substantiellement les réserves mondiales. La compatibilité de telles techniques avec des gisements pétroliers de différentes tailles et de différents types ainsi que la vitesse à laquelle ces techniques pourraient être appliquées, restent des points essentiels empreints d'incertitude.
- *L'étude de l'USGS fournit la meilleure estimation disponible de la croissance future des réserves à l'échelle mondiale* : l'USGS reconnaît que sa prévision n'est rien d'autre qu'une estimation approximative qui emploie des données inadéquates et quelques suppositions généralisées. Contrairement aux attentes de certains commentateurs, la croissance mondiale moyenne des réserves enregistrée depuis 1995 semble dans une large mesure être en accord avec les suppositions de l'USGS. Ce constat ne valide pas ces suppositions (après tout, il est possible que les erreurs se soient simplement neutralisées) mais inspire une certaine confiance dans les prévisions à court terme. Toutefois, étant donné que la moyenne mondiale est fortement influencée par la croissance des réserves des pays qui possèdent à la fois les plus grandes réserves et les données les moins fiables, on peut se demander si la croissance des réserves observée est bien « réelle ».
- *L'étude de l'USGS ne quantifie pas le degré d'incertitude de façon adéquate* : bien que tous les efforts aient été faits par l'USGS pour évaluer le degré d'incertitude de leurs résultats, la déclaration finale en termes de fractiles F5 et F95 est non seulement en contradiction avec les standards de définitions de réserve, mais elle est en plus dénuée de sens lorsque les résultats sont cités dans d'autres publications, à moins que la distribution de probabilités, supposée triangulaire, soit aussi spécifiée. Ce rapport considère plus judicieux de calculer une moyenne (équivalente d'après ce rapport au F50) et un écart-type – soit 612 ± 250 Gb pour le monde hors Etats-Unis. Il s'agit d'une présentation plus simple et plus intuitive, qui a donc plus de chances d'être retenue lorsque les résultats sont cités hors de leur contexte.
- *Les prévisions à long-terme de croissance des réserves resteront hautement incertaines à moins qu'on puisse obtenir des données de meilleure qualité* : si des données fiables de gisements individuels pour un échantillon mondial des principaux pays producteurs étaient disponibles, il serait possible d'estimer les fonctions de croissance des réserves plus précisément et donc affiner les estimations à la fois régionales et mondiales du potentiel futur de croissance des réserves. Bien qu'il y ait des interrogations sur leur fiabilité, ces données devraient en principe être disponibles dans les bases de données de l'industrie. Les groupes qui ont accès à ces données devraient donc examiner la croissance des réserves régionales et mondiales plus en détail.

Références

- Arps, J. J., M. Mortada et Q. E. Smith. (1970). "Relationship between proved reserves and exploration effort." Publication de la Société des ingénieurs pétroliers SPE2995, 45^{ème} meeting printanier annuel (Houston). Société des ingénieurs pétroliers.
- Arrington, J. R. (1960). "Predicting the size of crude reserves is key to evaluating exploration programs." *Oil and Gas Journal*, **58**:9, pp. 130-34.
- Attanasi, E. D. (2000). "Growth in conventional fields in high cost areas: a case study." *World Oil*, **221**:4, pp. 63-68.
- Attanasi, E. D. et T. C. Coburn. (2004). "A bootstrap approach to computing uncertainty in inferred oil and gas reserves estimates." *Natural Resources Research*, **13**:1, pp. 45-52.
- Attanasi, E. D. et D. H. Root. (1994). "The enigma of oil and gas field growth." *AAPG Bulletin*, **78**:3, pp. 321-32.
- Beliveau, D. et R. Baker. (2003). "Reserves Growth: Enigma, Expectation or Fact?": 851-60. Société des ingénieurs pétroliers (SPE): Denver, CO, Etats-Unis.
- Bentley, R. W., S. A. Mannan, et S. J. Wheeler. (2007). "Assessing the date of the global oil peak: the need to use 2P reserves." *Energy Policy*, **35**:12, pp. 6364-82.
- Drew, L. J. (1997). *Undiscovered Petroleum and Mineral Resources: assessment and controversy* Springer.
- Drew, L. J. et J. H. Schuenemeyer. (1992). "A petroleum discovery rate forecast revisited-the problem of field growth." *Nonrenewable Resources*, **1**:1, pp. 51-60.
- Forbes, K. F. et E. M. Zampelli. (2009). "Modelling the growth in gas reserves from known fields." *Energy Journal*, **30**, pp. 201-13.
- Gautier, D. L. et T. R. Klett. (2005). "Reserve growth in chalk fields of the North Sea; Petroleum geology; north-west Europe and global perspectives; proceedings of the 6th Petroleum geology conference." *6ème conférence sur la géologie pétrolière, Londres, Royaume-Unis, Oct. 6-9, 2003*, **6**, pp. 169-75.
- Gautier, D. L., T. R. Klett, et B. S. Pierce. (2005). "Global significance of reserve growth." 25. , Reston, VA, Etats-Unis (USA): Etats-Unis (USA).
- Grace, J. D. (2007). "A closer look at field reserve growth: science, engineering, or just money?". Bergan et al, Inc.: Rockport, Texas.
- Hubbert, M. K. (1967). "Degree of Advancement of Petroleum Exploration in United States." *AAPG Bulletin*, **51**, pp. 2207-27.
- IEA. (2005). "Resources to Reserves - Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future." Agence internationale de l'énergie (IEA) : OCDE, Paris.
- IEA. (2008). "World Energy Outlook 2008." Agence internationale de l'énergie, OCDE: Paris. Centre de recherche énergétique du Royaume-Uni. UKERC/WP/TPA/2009/018 32.
- Klett, T. R. (2003). "Graphical comparison of reserve-growth models for conventional oil and accumulation." F1-F63. , Reston, VA, Etats-Unis (USA): Etats-Unis (USA).

- Klett, T. R. (2005). "United States Geological Survey's reserve-growth models and their implementation." *Natural Resources Research*, **14**:3, pp. 249-64.
- Klett, T. R. et D. L. Gautier. (2005). "Reserve growth in oil fields of the North Sea." *Petroleum Geoscience*, **11**:2, pp. 179-90.
- Klett, T. R., D. L. Gautier, et T. S. Ahlbrandt. (2005). "An evaluation of the U. S. Geological Survey world petroleum assessment 2000." *AAPG Bulletin*, **89**:8, pp. 1033-42.
- Klett, T. R. et J. W. Schmoker. (2003). "Reserve growth of the world's giant oil fields; Giant oil and gas fields of the decade, 1990-1999." *AAPG Memoir*, **78**, pp. 107-22.
- Klett, T. R. et M. K. Verma. (2004a). "Reserve growth in oil and gas fields of Mexico (abst.): Am." *Assoc. Petroleum Geologists Intern. Conf. and Exhibition (Cancun, Mexico)*.
- Klett, T. R. et M. T. Verma. (2004b). "Reserve growth in oil and gas fields of Mexico." *AAPG Internal Conference and Exhibition: Cancun, Mexico*.
- Laherrère, J. (1999). "Reserve growth: technological progress, or bad reporting and bad arithmetic?" *Geopolitics of Energy*, **22**:4, pp. 7-16.
- Laherrère, J. (2001). "Is the USGS 2000 Assessment Reliable?" publié à la cyberconférence du WEC.
- Laherrère, J. (2006). "Oil and gas, what future?" *Convention annuelle sur l'énergie de Groningen : Groningen, 21 novembre 2006*.
- Lore, G. L., K. M. Ross, B. J. Bascle, L. D. Nixon, et R. J. Klazynski. (1996). "Summary of the 1995 assessment of the conventional recoverable hydrocarbon resources of the Gulf of Mexico and Atlantic Continental Shelf." OCS Report MMS 96-003, Appendice A. Minerals Management Service.
- Marsh, R. G. (1971). "How much oil are we really finding." *Oil & Gas Journal*, **69**:14, pp. 100-04.
- Mills, R. M. (2008). *The myth of the oil crisis*. Westport, CT, USA: Praeger Publishers.
- Nehring, R. (1984). "Estimating reserve growth; opportunities and challenges for petroleum resource assessment; AAPG annual convention with divisions; SEPM/EMD/DPA." *AAPG annual convention with divisions; SEPM/EMD/DPA, San Antonio, TX, USA, May 20-23, 1984*, **68**:4, pp. 511.
- NPC. (2007). "Facing the Hard Truths about Energy: a comprehensive view to 2030 of global oil and natural gas." Conseil national pour le pétrole: Washington, DC.
- Odell, P. R. (1973). "The future of oil: a rejoinder." *Geographical Journal*, **139**:3, pp. 436-54.
- OGCB. (1970). "Reserves of Crude Oil, Gas, Natural Gas Liquids and Sulphur, Province of Alberta." Comité de conservation du gaz et du pétrole. Centre de recherche énergétique du Royaume-Unis. UKERC/WP/TPA/2009/018 33
- Pelto, C. R. (1973). "Forecasting ultimate oil recovery." *Symposium on petroleum economics and evaluation, Society of Petroleum Engineers of AIME* 45-52: Dallas.
- Pike, R. (2006). "Have we underestimated the environmental challenge?" *Petroleum Review*, **June**, pp. 26-27.

- Root, D. H. and R. F. Mast. (1993). "Future growth in know oil and gas fields." *AAPG Bulletin*, **77**:3, pp. 479-84.
- Salameh, M. G. (2004). "How realistic are OPEC's proven oil reserves? ." *Petroleum Review*:August.
- Sandrea, R. and I. Sandrea. (2007). "Global oil reserves: recovery factors leave vast target for EOR technologies." *Oil and Gas Journal*:November 05.
- Schmoker, J. W. (2000). "Reserve growth effects on estimates of oil and natural gas resources." 2. U. S. Geological Survey, Reston, VA, United States (USA): United States (USA).
- Schmoker, J. W., T. R. Klett (2000). "Estimating potential reserve growth of known (discovered) fields; a component of the USGS world petroleum assessment 2000; U. S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000; description and results." 19. U. S. Geological Survey, Reston, VA, United States (USA): United States (USA).
- Schuenemeyer, J. H. and L. J. Drew. (1994). "Description of a discovery process modelling procedure to forecast future oil and gas incorporating field growth." ARDS v 5.01. 98-111. US Geological Survey, Open File Report.
- Sem, T. and D. Ellerman. (1999). "North Sea reserve appreciation, production and depletion." MIT-CEEPR 99-011. Centre for Energy Environmental Policy Research, Massachusetts Institute of Technology: Cambridge.
- SPE. (2007). "Petroleum Resources Management System." Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Council, and Society Petroleum Evaluation Engineers.
- Stark, P. H. and K. Chew. (2005). "Global oil resources: issues and implications." *The Journal of Energy Development*, **30**:2, pp. 159-70.
- Tennyson, M. E. (2002). "Regional patterns of growth of United States giant oilfields 1945-1998: influence of reservoir drive mechanisms and recovery technology." *American Association of Petroleum Geologist Annual Conference*: Houston.
- Thompson, E., S. Sorrell, and J. Speirs. (2009). "Definition and interpretation of reserve estimates." UKERC review on Global Oil Depletion: Technical Report 2. UK Energy Research Centre: London.
- USGS. (2000). "USGS World Petroleum Assessment 2000: description and results by USGS World Energy Assessment Team." USGS Digital Data Series DDS-60 (four CD-ROM set). U.S. Geological Survey: Reston, VA, USA.
- Verma, M. K. (2005). "A new reserve growth model for United States oil and gas fields." *Natural Resources Research (New York, N.Y.)*, **14**:2, pp. 77-89.
- Verma, M. K. and G. F. Ulmishek. (2003). "Reserve growth in oil fields of West Siberian Basin, Russia." *Natural Resources Research (International Association for Mathematical Geology)*, **12**:2, pp. 105-19.
- Watkins, G. C. (2002). "Characteristics of North Sea oil reserve appreciation." *The Quarterly Review of Economics and Finance*, **42**:2, pp. 335-72.