

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

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

Rapport technique 1 : Sources et complexité des données

Juillet 2009 : Ref UKERC/WP/TPA/2009/016

Steve Sorrell ¹
Jamie Speirs ²

1. *Sussex Energy Group, SPRU, Université de Sussex*
2. *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*¹.

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).

¹ Le *Research Councils UK* vise à promouvoir la recherche et la formation scientifique au Royaume-Uni.

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 du 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 qui 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. Comparatif 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 1 : Sources et complexité des données* a été rédigé par Jamie Speirs et Steve Sorrell. Ce premier rapport définit un nombre de termes essentiels pour étudier la déplétion du pétrole. Il présente également les sources principales de données, ainsi que les définitions et les hypothèses de ces dernières, et souligne les divergences entre ces sources en matière de production et de réserves. Une attention toute particulière a été portée à la distinction qui existe entre les estimations des réserves prouvées et celles des réserves prouvées plus probables. Pour terminer, ce rapport présente des notions de base relatives à la chimie des hydrocarbures, aux produits pétroliers et aux procédés de raffinage.

Note de synthèse

Pour élaborer des modèles et réaliser des prévisions d'offre pétrolière, il faut disposer de données sur la production pétrolière et les réserves restantes. Diverses sources fournissent de telles données, mais la plupart de ces données sont erronées, incohérentes, peu fiables et/ou contestées. Bien qu'un certain degré d'incertitude soit inévitable, la situation est bien plus complexe qu'elle ne devrait l'être, notamment en raison de l'incohérence de certaines définitions, de la présence d'obstacles à la divulgation des données ou de l'absence de vérification par un tiers. Ces difficultés doivent être prises en compte si l'on veut évaluer correctement les prévisions d'offre pétrolière.

Ce rapport résume quelques-uns des problèmes majeurs liés aux données de production et de réserves pétrolières. Une parfaite compréhension de ces problèmes fournit la base nécessaire pour étudier objectivement la déplétion² du pétrole. Le rapport se divise en quatre chapitres.

Les définitions utilisées dans le domaine de l'industrie pétrolière prêtent souvent à confusion. Lors de l'étude des données de production, par exemple, il importe de savoir avec précision quels combustibles liquides ont été pris en compte dans les chiffres avancés. Certains chiffres font référence au pétrole brut et aux condensats, alors que d'autres incluent également les liquides de gaz naturel ou les sources de pétrole non conventionnel. Ce dernier point soulève également beaucoup d'interrogations quant à savoir ce qu'on entend par non conventionnel. Le chapitre 2 fait le point sur les définitions pertinentes et décrit leurs utilisations.

Les sources de données généralement disponibles sont également examinées. Beaucoup d'entre elles utilisent des définitions divergentes, des classifications différentes à l'intérieur même de ces définitions, et des méthodes de comptabilisation différentes. Cela peut engendrer des problèmes majeurs quand on compare des données provenant de sources différentes. Le chapitre 3 identifie les principales sources de données, leurs définitions et hypothèses.

Les estimations des réserves sont les données les plus controversées de l'industrie pétrolière. En raison de leur nature probabiliste, des incertitudes significatives associées, et de leur importance pour les marchés financiers, elles sont souvent mises en doute. Ces estimations sont publiées par plusieurs sources différentes qui peuvent donner des résultats fortement divergents. Des questions se posent également sur le choix des données utilisées pour évaluer la sécurité de l'offre pétrolière future. Peut-on encore utiliser les estimations des réserves prouvées (1P), ou bien les estimations des réserves prouvées plus probables (2P) sont-elles plus appropriées ? Le chapitre 4 aborde ces difficultés et souligne que les estimations de réserves publiées par certains pays peuvent être inexactes.

Enfin, **les données de production** sont analysées dans le chapitre 5. Les chiffres mentionnés par plusieurs sources habituelles disponibles sont comparés. Si l'on tient compte des différents liquides combustibles que recouvrent les chiffres de production, les sources semblent concorder. Les productions des régions sont ensuite comparées, mettant en évidence le poids croissant d'une poignée de pays producteurs. La question des « exportations nettes » est également abordée brièvement.

Trois annexes viennent étayer le débat et apportent des informations de base sur la chimie des hydrocarbures, les produits pétroliers et les procédés de raffinage.

² Ndt : la déplétion consiste en un épuisement progressif d'un gisement de pétrole du fait de son exploitation

Table des matières

1 Introduction	1
2 Définitions	2
2.1 Classification des huiles et liquides.....	2
2.1.1 <i>Pétrole brut</i>	2
2.1.2 <i>Gaz naturel (associé ou non associé)</i>	3
2.1.3 <i>Condensats</i>	3
2.1.4 <i>Liquides de Gaz Naturel (LGN)</i>	4
2.1.5 <i>Pétrole lourd</i>	4
2.1.7 <i>Sables bitumineux et pétrole brut de synthèse</i>	5
2.1.8 <i>Produits GTL (liquéfaction du gaz naturel par voie chimique)</i>	5
2.1.9 <i>Charbon liquéfié (ou CTL)</i>	5
2.1.10 <i>Biocarburants</i>	5
2.1.11 <i>Gains (ou pertes) de raffinage</i>	6
2.2 Unités de mesure	6
2.3 Mesures de la production, des découvertes et des réserves.....	7
2.3.1 <i>Production et offre</i>	7
2.3.2 <i>Réserves</i>	8
2.3.3 <i>Découvertes cumulées</i>	9
2.3.4 <i>Découvertes</i>	10
2.4 Définitions des régions.....	10
3. Sources de données	12
3.1.1 <i>L'International Energy Agency (Agence Internationale de l'Energie)</i>	12
3.1.2 <i>L'U.S. Energy Information Administration</i>	12
3.1.3 <i>BP Statistical Review</i>	12
3.1.4 <i>Oil and Gas Journal</i>	12
3.1.5 <i>World Oil</i>	12
3.1.6 <i>L'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP)</i>	13
3.1.7 <i>Les bases de données de l'industrie</i>	13
3.1.8 <i>Comparaison des sources</i>	13
4 Estimation des réserves	16
4.1 Comparaison des réserves prouvées.....	16
4.2 « Prouvées » vs « prouvées plus probables »	20
4.2.1 <i>Sous-estimation</i>	20
4.2.2 <i>Surestimation</i>	21
4.2.3 <i>Absence de déclaration</i>	21
4.2.4 <i>Somme des probabilités</i>	21
4.3 Traitement des réserves américaines par IHS PEPS	22
4.4 Résumé	23
5 Les données de production	24
5.1 Variation des données de production	24
5.2 Production par région	25
5.3 Production nette/exportations nettes	30
6 Résumé	32
7 Références	33
Annexe 1 : Chimie des hydrocarbures	34
Annexe 2 : Produits pétroliers	35
Annexe 3 : Raffinage du pétrole brut	37

1 Introduction

Comprendre la nature, le fonctionnement et les perspectives d'avenir de l'industrie pétrolière requiert une analyse approfondie de différents types de données, notamment la production de pétrole brut, l'offre et la demande de produits pétroliers, l'activité d'exploration des compagnies pétrolières, et les estimations des réserves pétrolières restantes. Ces données sont rassemblées et publiées par diverses organisations qui utilisent différents niveaux d'agrégation des données : gisements individuels, provinces, États, régions et planète. Ces données sont cruciales pour évaluer l'état des réserves mondiales et la possibilité d'atteindre sous peu un pic de production mondial. Les conclusions de telles études dépendent fortement de la précision et de la fiabilité des données utilisées. Des discussions concernant ces données font partie intégrante du débat sur le pic de production.

L'inquiétude persiste quant à la fiabilité, la précision et la transparence des différentes sources de l'industrie pétrolière. Par exemple, différentes sources fournissent souvent des estimations différentes pour ce qui semble être une mesure identique et relativement simple, telle que la production annuelle de pétrole brut d'une région. Quelques-unes des raisons qui expliquent de telles disparités sont la délimitation différente de certaines régions géographiques, la prise en compte de différents liquides dans certaines définitions (par exemple, la prise en compte des liquides de gaz naturel (LGN) dans les chiffres de production de pétrole brut), l'inexactitude des chiffres officiels fournis par les sociétés ou par les États, l'utilisation de sources de données parallèles qui diffèrent des estimations officielles sur plusieurs points (Bentley, *et al.*, 2007). Les esprits s'échauffent surtout lorsqu'on aborde les estimations des réserves qui sont, par nature, probabilistes et incertaines. Par exemple, certains ont émis l'hypothèse que la nature conservatrice des chiffres des réserves prouvées, qu'on retrouve dans de nombreuses publications officielles, entraîne une perception inexacte ou trompeuse de la déplétion pétrolière.

Ce rapport a pour but d'identifier les principales sources de données de l'industrie pétrolière, de préciser quelques définitions capitales, de résumer certains problèmes qu'il faut connaître pour pouvoir interpréter et utiliser ces données, et de souligner quelques conséquences pour l'évaluation de la déplétion mondiale du pétrole.

2 Définitions

Ce chapitre définit les termes utilisés par les différentes sources de données qui figurent dans ce rapport. Ces définitions sont en grande partie cohérentes d'une source à l'autre, mais des problèmes considérables peuvent survenir lorsqu'il s'agit d'appliquer ces définitions. Les termes définis ci-dessous ainsi que d'autres sont répertoriés dans des glossaires détaillés mis en ligne sur les sites de l'IEA (International Energy Agency) et de l'EIA (U.S. Energy Information Administration).

2.1 Classification des huiles et liquides

Ce qui est communément appelé « huile » désigne un mélange hétérogène d'hydrocarbures liquides de différentes origines. Plusieurs sous-catégories d'huiles sont communément définies, mais les frontières entre elles ne sont pas fixes et les distinctions entre ces huiles ne sont pas toujours présentes dans les données disponibles.

2.1.1 Pétrole brut

Le pétrole brut est défini par l'EIA comme un mélange d'hydrocarbures qui existent à l'état liquide dans les gisements naturels et qui le restent à température et à pression atmosphériques (EIA, 2006). Le pétrole brut est un mélange complexe d'un grand nombre de composés chimiques et n'a d'utilité qu'après avoir été raffiné. Le mélange comprend des alcanes, des cycloalcanes, différents hydrocarbures aromatiques (voir annexe 1), ainsi que d'autres composés comme le soufre (<6%), l'azote (<1%), l'oxygène (<5%) et des métaux comme le fer, le nickel, le vanadium. La plupart des constituants non hydrocarbonés sont chimiquement combinés avec du carbone et de l'hydrogène et sont des contaminants qui doivent être éliminés ou dont il faut réduire la concentration lors du raffinage.

Le pétrole brut est généralement classé selon sa provenance, sa densité et sa teneur en soufre. La densité est normalement exprimée en unités de densité API (*American Petroleum Institute*). Plus le degré API est faible, plus le pétrole est dense. Le brut peut être Léger (>30°API), Moyen (entre 20°API et 30°API) ou Lourd (<20°API). Certaines sources peuvent cependant utiliser d'autres critères pour distinguer ces huiles. Les bruts lourds ont un rapport carbone/hydrogène plus grand que les bruts légers. Ils produisent donc des produits pétroliers plus lourds comme le gasoil, le fioul lourd et le bitume. Les bruts légers produisent davantage de produits légers comme l'essence, le naphta et le kérosène (voir annexe 2) et sont plus faciles à transporter et à raffiner. Les produits légers sont les plus avantageux aux yeux de l'industrie car ce sont eux dont la demande augmente le plus vite puisqu'ils sont consacrés aux transports aériens et terrestres.

Le pétrole est dit sulfureux ou soufré si la teneur en soufre est élevée. Si elle est faible, le pétrole est dit doux ou peu soufré. Comme les réglementations se renforcent constamment sur les émissions de soufre et la teneur en soufre des produits commercialisés, un pétrole pauvre en soufre sera plus cher.

La composition moléculaire particulière d'un pétrole dépend de la région où il a été produit. De ce fait, il importe de connaître sa provenance. Cela a également conduit à utiliser certains bruts de référence pour fixer les prix. Les bruts typiques de référence incluent le *Brent* (comprenant 15 huiles provenant des systèmes Brent et Ninian dans le *East Shetland Basin* en Mer du Nord), le *West Texas Intermediate* (WTI, un pétrole de très haute qualité, doux et léger, livré à Cushing, Oklahoma) et l'*OPEC Reference Basket* (le panier de référence de

l'OPEP, une moyenne pondérée de mélanges de pétroles provenant de plusieurs pays de l'OPEP).

Les différentes coupes pétrolières obtenues à partir d'un baril dépendent de la composition du brut et des procédés de raffinage utilisés (annexe 3). Typiquement, l'essence représente la part la plus importante, et le reste consiste en distillats plus lourds comme le diesel, le fioul et le kérosène. Le Table 2.1 présente les coupes typiques d'un baril de pétrole après distillation (EIA, 2008b). À noter que le volume total raffiné excède le volume du baril initial, la différence étant appelée « gains de raffinage » (Section 2.1.11).

Table 2.1: Coupes pétrolières typiques d'un baril de pétrole raffiné.

	Volume (Gallon américain)
Baril de pétrole brut	42
Essence	19.2
Diesel	9.2
Mazout de chauffage	1.8
Fioul lourd	1.76
Kérosène	3.8
Gaz de pétrole liquéfié	1.7
Autres Produits	7.3
Gains de raffinage	2.7
Volume total raffiné	44.7

Source : EIA

Note : 1 Gallon américain = 3,7854 litres

2.1.2 Gaz naturel (associé ou non associé)

Le méthane (CH₄), ou gaz naturel, est extrait à partir de puits gaziers ou en association à du pétrole brut. Le terme « non associé » fait référence au gaz qui est extrait indépendamment du pétrole tandis qu'« associé » se réfère au gaz extrait au même temps que du brut. On utilise le gaz naturel comme combustible pour l'industrie, la production d'électricité et le chauffage domestique, et comme produit chimique de base.

2.1.3 Condensats

Lors de l'extraction du gaz naturel associé ou non associé, on peut récupérer des substances qui sont liquides à température et pression atmosphériques et qu'on appelle « condensats ». Ces condensats sont généralement recueillis pour éviter toute condensation dans les gazoducs. La teneur en condensats mesurée en sortie de puits permet de classer le gaz comme étant « humide » ou « sec ». Les condensats se composent de pentane (C₅) et d'hydrocarbures plus lourds, mais ne prennent pas en compte les molécules plus légères comme le propane et le butane, qui ne peuvent être récupérés que par le biais d'usines de traitement du gaz naturel spécialisées.

Les condensats se situent normalement entre 50° et 85° API. Les condensats provenant de gaz associé sont généralement réintroduits au flux de pétrole brut en sortie de puits et avant transport. Par conséquent, ils sont rarement présentés séparément du pétrole brut dans les

données de production. Les condensats extraits de gaz naturel non associé sont inclus dans les données de LGN (voir ci-dessous). Cependant, cette distinction est parfois floue étant donné que ces liquides sont comptabilisés dans l'une ou l'autre catégorie selon les pays.

Les hydrocarbures plus lourds contenus dans les condensats peuvent être mélangés aux combustibles destinés au transport, mais les composants plus légers et explosifs doivent être utilisés en petite quantité pour rester dans les limites imposées de pression de vapeur. Les distillats de type condensats servent souvent de solvants pour diverses applications industrielles.

2.1.4 Liquides de Gaz Naturel (LGN)

Les liquides de gaz naturel, ou LGN, sont des hydrocarbures légers associés au gaz naturel qui sont liquides à température et pression normales ou qui peuvent facilement l'être à pression modérée. Les LGN comprennent donc les condensats qui sont extraits par des séparateurs en sortie des puits de pétrole³ ou de gaz, et des hydrocarbures plus légers, comme le butane et le propane, qui sont récupérés par le biais d'usines de traitement du gaz naturel. Les LGN englobent donc l'éthane, le propane, le butane, le pentane et des hydrocarbures plus lourds, mais excluent le méthane puisqu'il doit être réfrigéré pour être liquéfié (EIA, 1998). Ils sont parfois classés en fonction de leur pression de vapeur saturante : élevée (gaz de pétrole liquéfiés ou GPL⁴), intermédiaire (essence naturelle), et faible (condensats).

On associe souvent les LGN au pétrole brut et aux condensats dans les données de production. Cet ensemble peut être désigné de différentes façons : « liquides pétroliers », « combustibles liquides » ou « pétrole conventionnel ». La part de LGN dans l'ensemble de la production de « combustibles liquides » augmente. Selon les prévisions, cette tendance pourrait se renforcer, et influencer significativement l'offre de différents produits, tels que les carburants destinés au transport (IEA, 2008 ; Koppelaar, 2009). L'IEA fournit des données de production de LGN, mais de nombreuses sources ne séparent pas les LGN du pétrole brut.

2.1.5 Pétrole lourd

Le pétrole lourd est défini comme un pétrole ayant une densité inférieure à 20° API. Cette définition n'est cependant pas universelle, car le Venezuela utilise une limite de 22° API et le Canada de 25° API. Les données de l'IEA, EIA, IHS et BP Statistical Review ne séparent pas le pétrole lourd des pétroles plus légers.

Le pétrole lourd fournit plus de produits lourds comme le mazout et moins de produits légers comme l'essence. La part de pétrole lourd dans le mix pétrolier augmente petit à petit, ce qui constitue un défi pour la fabrication de produits légers et à haute valeur ajoutée comme l'essence.

2.1.6 Pétrole extra-lourd

Le pétrole extra-lourd est généralement défini comme un pétrole ayant une densité inférieure à 10° API, bien que cette définition ne soit pas non plus universelle. Comme il est très visqueux, il doit être produit par injection de vapeur, un procédé onéreux et énergivore. La plupart de la production actuelle provient de la ceinture de l'Orénoque au Venezuela, mais on

³ Ces condensats sont comptabilisés comme LGN s'ils ne sont pas comptabilisés dans les données de pétrole brut

⁴ Le GPL renferme les molécules d'hydrocarbures les plus petites, C₂ à C₄

trouve également de grands gisements en Chine et en Russie, notamment. Le pétrole extra-lourd n'est généralement pas pris en compte dans les chiffres de production de pétrole brut.

2.1.7 Sables bitumineux et pétrole brut de synthèse

Les sables bitumineux (ou sables asphaltiques) sont des grès imprégnés de bitume. La majorité de la production actuelle provient d'exploitations minières à ciel ouvert, mais on développe aussi des méthodes *in situ* utilisant l'injection de vapeur pour accéder à des gisements plus profonds. La plupart de la production mondiale provient du Canada, mais d'autres grands gisements se situent en Russie, en Chine, en Roumanie, au Nigeria et aux États-Unis.

Le bitume peut être mis directement sur le marché ou être converti en pétrole brut de synthèse – appelé *syncrude* – transportable par pipeline. Les propriétés du pétrole brut de synthèse dépendent des procédés utilisés lors de la conversion. Généralement, sa teneur en soufre est faible et sa densité est d'environ 30° API. Le pétrole brut de synthèse ne fait généralement pas partie des données de production du pétrole conventionnel, mais il est inclus dans les données de production de liquides pétroliers du BP Statistical Review.

2.1.8 Produits GTL (liquéfaction du gaz naturel par voie chimique)

Les produits GTL (*Gas-To-Liquids*) sont obtenus par liquéfaction du méthane via le procédé Fischer-Tropsch. Ce procédé consiste à reformer le gaz naturel à la vapeur pour produire du monoxyde de carbone et de l'hydrogène. Ensuite, des réactions chimiques catalysées sont effectuées pour obtenir des hydrocarbures liquides et de l'eau. La composition du mélange créé dépend de la température et du catalyseur utilisé. Le procédé peut être plus avantageux économiquement lorsqu'il n'existe aucun pipeline pour transporter le gaz du gisement au consommateur. Ainsi, des projets GTL majeurs sont actuellement en cours de réalisation au Qatar (~0.05 mb/j en 2007). Les produits GTL sont considérés comme une source non conventionnelle de carburants liquides et sont inclus dans les chiffres de production tous liquides de l'IEA.

2.1.9 Charbon liquéfié (ou CTL)

Le charbon liquéfié, ou CTL (*Coal-to-Liquids*) est obtenu par gazéification du charbon, suivie du procédé Fischer-Tropsch. Actuellement, on effectue également des recherches sur la conversion directe par dissolution du charbon dans un solvant, suivie d'un craquage catalytique. Des usines CTL sont en construction en Chine et aux États-Unis, mais leur coût et les émissions très élevées de CO₂ constituent un inconvénient de taille. Les produits CTL sont considérés comme des sources non conventionnelles de carburants liquides et sont inclus dans les chiffres de production de combustibles tous liquides de l'IEA.

2.1.10 Biocarburants

Les biocarburants sont des combustibles destinés au transport et proviennent de la biomasse. Ils se composent soit d'éthanol issu de la fermentation à l'aide de levure de sucres ou d'amidon issus de cultures agricoles, soit de biodiesel provenant de graines oléagineuses ou d'huiles recyclées. Les procédés cellulosiques de deuxième génération qui utilisent des matières premières non alimentaires sont plus prometteurs à long terme. Les biocarburants ne sont normalement pas inclus dans les données de production du pétrole brut, mais le sont dans l'*Oil Market Report* de l'IEA. (IEA, 2007a).

2.1.11 Gains (ou pertes) de raffinage

On parle de gain (ou de perte) de raffinage lorsque le volume de produits finis d'une raffinerie est supérieur (ou inférieur) au volume initial de pétrole brut. Les gains de raffinage peuvent être dus, en grande partie, à la fabrication de produits de raffinage qui, en moyenne, ont une densité spécifique plus faible que le pétrole brut et les matières premières dont ils sont issus.

2.2 Unités de mesure

Le pétrole se mesure normalement en unités de volume, c'est-à-dire en baril (b ou bbl) ou en mètre cube (m³). Le terme baril fait référence à un ancien baril d'huile en bois qui, dans les années 1800, correspondait à un volume⁵ de 42 gallons américains ou 159 litres.

Les abréviations kb ou Mbbl (milliers de barils), Mb ou MMbbl (millions de barils) et Gb ou Gbbl (milliards de barils) sont également utilisées⁶.

Le pétrole peut également être mesuré selon son poids, en tonne métrique (t). Le poids d'un baril dépend de la provenance et de la composition du pétrole. On compte entre 6,0 et 8,0 barils par tonne. Les chiffres qui correspondent aux LGN sont entre 10,0 et 13,5 b/t (Karbuz, 2004). De nombreux analystes pétroliers se servent d'un facteur de conversion standard de 7,33 b/t pour le pétrole brut. Cependant, l'utilisation de facteurs de conversion différents peut donner des estimations très différentes du volume ou du poids de la production pétrolière. Il faut être particulièrement vigilant au moment de différencier le pétrole brut des LGN.

La teneur énergétique brute d'un baril de pétrole est variable, mais tourne généralement autour de 1700 kWh. C'est la base de la définition du baril équivalent pétrole (bep), une unité de mesure de l'énergie qui correspond à la chaleur standard libérée par la combustion d'un baril de pétrole ($6,1178632 \times 10^9$ J). Le bep est généralement utilisé pour regrouper les données du pétrole et du gaz en une mesure unique. Cependant, le contenu calorifique mesuré peut être brut ou net. Les deux valeurs diffèrent de 7 à 9%, et cette différence correspond à la chaleur qui serait libérée si on condensait l'eau générée durant la combustion. Malheureusement, lorsqu'on a affaire à des données de contenu calorifique, il n'est pas toujours précisé s'il s'agit du brut ou du net.

La production de pétrole brut par région et par pays est normalement déclarée en millions de barils par jour (Mb/j) ou en milliards de barils par an (Gb/an). Selon l'IEA, en 2008, la production mondiale de pétrole brut et de condensats atteignait environ 74,5 Mb/j, et celle tous liquides 86,8 Mb/j. Les LGN, les biocarburants, le pétrole extra-lourd et les sables bitumineux représentaient la différence entre ces deux chiffres.

L'inexactitude des unités de mesure actuelles et leur utilisation peuvent avoir un impact important sur l'agrégation et l'interprétation des données relatives à la production et aux réserves de pétrole. L'utilisation de facteurs de conversion incohérents et parfois inexacts pour regrouper, sous l'unité bep, différents produits tels que le pétrole et le gaz, accentue le problème. Karbuz a montré comment des différences relativement minimes dans les facteurs de conversion peuvent changer considérablement les estimations agrégées de volume, poids

⁵ Concernant l'abréviation de l'unité, l'origine du double « b » est quelque peu contestée, mais elle a pu être adoptée pour la différencier de l'unité de poids *bale* (bl) ou pour indiquer la pluralité (1b, 2bbl).

⁶ Les sources américaines tendent à utiliser Mbbl, MMbbl et Gbbl alors que les sources européennes utilisent kb, Mb et Gb. Le M vient du latin *mille* qui signifie « 1000 », ce qui peut prêter à confusion.

ou teneur énergétique de la production pétrolière. Ces difficultés peuvent en partie expliquer les divergences observées entre les sources de données.

2.3 Mesures de la production, des découvertes et des réserves

2.3.1 Production et offre

Les termes « offre » et « production » sont utilisés dans la littérature pour définir des volumes de pétrole. Bien que ces termes soient parfois utilisés comme des synonymes, il y a des différences importantes entre les deux. Sur une année donnée, le volume de l'offre diffère souvent considérablement du volume de production, en fonction du stockage du pétrole, des gains de raffinage et d'autres facteurs (Campbell and Heapes, 2008).

L'EIA mentionne l'offre et la définit comme suit :

« La production de pétrole brut (condensats inclus), de LGN, et d'autres combustibles liquides, ainsi que les gains ou pertes de raffinage. » (EIA, 2008a)

Cette définition comprend les gains de raffinage, mais ne semble pas tenir compte du stockage. Dans d'autres cas, ces termes sont utilisés sans être clairement définis.

La production de pétrole est généralement exprimée en unités de volume (barils de pétrole), mais cela peut parfois être source de confusion. Par exemple, les LGN ont un pouvoir énergétique par unité de volume inférieur à celui du pétrole brut. Par conséquent, en se tournant vers les LGN, la quantité d'énergie disponible pour un même volume de combustible liquide diminuera. Le rendement en énergie sur énergie investie peut également varier considérablement (Table 2.1), mais les données disponibles ne reflètent pas ces variations. La production pétrolière à l'échelle nationale, régionale ou mondiale se mesure généralement en millions de barils par jour (Mb/j) ou en milliards de barils par an (Gb/an), alors que la production cumulée est mesurée en milliards de barils (Gb).

Encart 2.1 : Rendement en énergie sur énergie investie

Il s'agit d'une mesure du gain énergétique net lié à la production de pétrole, qui prend donc en compte l'énergie dépensée lors de l'extraction et du traitement du pétrole. Le gain énergétique net est généralement exprimé en bep et peut être estimé pour le pétrole brut ou les produits raffinés. Le coût énergétique de la production pétrolière a augmenté au fil du temps pour deux raisons. Premièrement, les gisements sont plus petits et leur accès est de plus en plus difficile (gisements en eaux profondes, par exemple). Deuxièmement, on se tourne vers les sources de pétrole non conventionnel qui requièrent plus d'énergie, essentiellement pour l'extraction, le transport et le raffinage. Par exemple, Cleveland (1992) estime que le rendement en énergie sur énergie investie (REEI) pour la production pétrolière américaine est passé de 24:1 en 1970 à seulement 12:1 au début des années 1980. Cependant, on trouve relativement peu d'estimations du REEI des différentes régions et des différents types de combustibles, et nombreux sont les défis méthodologiques à relever pour établir de telles estimations : définir correctement « les frontières du système » lorsqu'il s'agit d'évaluer la quantité d'énergie utilisée indirectement⁷, résoudre le problème de la « production conjointe » de deux ou plusieurs produits raffinés et prendre correctement en compte la « qualité » des différents vecteurs d'énergie (Cleveland, *et al.*, 2000; Leach, 1975; Lenzen and Dey, 2000)

2.3.2 Réserves

Les réserves de pétrole correspondent à la quantité de pétrole présente dans les gisements connus et dont l'extraction est considérée techniquement et économiquement possible dans des conditions définies. Il faut faire la distinction entre réserves et ressources. Les ressources correspondent à des estimations de la quantité totale de pétrole existant, y compris le pétrole présent dans les gisements connus mais qu'il n'est pas possible d'extraire économiquement, ainsi que le pétrole présent dans les gisements non découverts.

Comme Mitchell (2004) le mentionne :

« Les réserves pétrolières ne peuvent être mesurées directement. Il s'agit uniquement d'estimations de production future sous certaines conditions, qui peuvent être bien définies ou non, mais qui incluent entre autres des hypothèses économiques, des connaissances sur la faisabilité des projets d'extraction des ressources, et des informations géologiques. Une appréciation personnelle entre aussi en ligne de compte. On peut donc obtenir différentes estimations pour un même gisement. »

Dès lors, les estimations des réserves sont, par nature, probabilistes et incertaines. Par conséquent, des conventions ont été adoptées dans le but de quantifier le degré d'incertitude des différentes estimations. Cependant, plusieurs organisations utilisent différentes conventions dans des buts distincts. On distingue généralement les réserves prouvées, les réserves prouvées plus probables et les réserves prouvées plus probables plus possibles, respectivement nommées 1P, 2P et 3P. Cette classification reflète un degré d'incertitude croissant souvent exprimé comme suit : 90% de chance que la récupération ultime dépasse les estimations 1P, 50% de chance de dépasser les estimations 2P et 10% de chance de dépasser les estimations 3P. Les notions alternatives P90, P50 et P10 sont utilisées.

⁷ Par exemple, les coûts énergétiques indirects d'une plate-forme de forage doivent-ils inclure l'énergie utilisée pour la construction de la structure métallique et pour l'extraction du minerai de fer ? Ce type de questions est appelé « problème de troncature », car il n'existe aucune procédure standard permettant de déterminer le moment à partir duquel la consommation indirecte d'énergie devient suffisamment minime pour être ignorée.

Cependant, les estimations 1P, 2P et 3P ne correspondent pas toujours à cette interprétation probabiliste, et d'autres procédés de classification sont également utilisés, comme ceux privilégiés dans les pays de l'ancien COMECON⁸ (exprimés comme A+B+C1et2 etc.).

Les estimations de réserves disponibles dans le domaine public correspondent généralement à la définition 1P et fournissent donc une estimation relativement prudente des ressources récupérables. Les estimations 2P sont établies systématiquement par l'industrie pétrolière, mais les tiers ne peuvent généralement y avoir accès que s'ils achètent des bases de données privées, comme celle d'*IHS PEPS* (voir chapitre 3). Les différences entre ces deux types d'estimations et leur utilité relative constituent l'un des problèmes principaux du débat sur le pic pétrolier (Bentley, *et al.*, 2007).

2.3.3 Découvertes cumulées

La somme de la production cumulée et des réserves restantes est souvent appelée « découvertes cumulées ». En fonction des données disponibles, il est possible d'estimer les découvertes cumulées 1P, 2P et 3P.

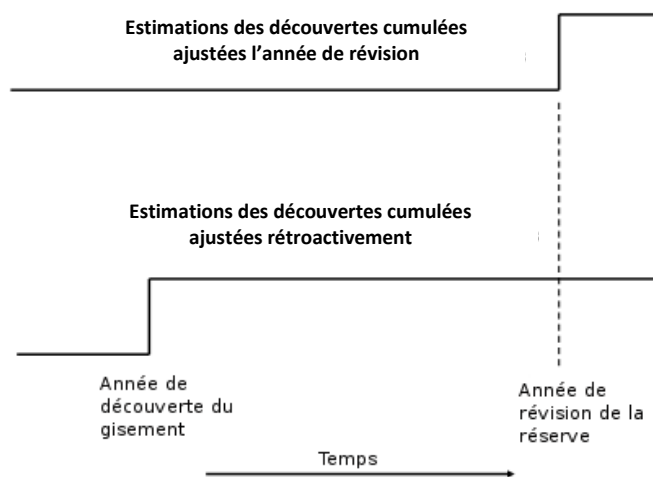
Contrairement aux estimations des réserves restantes, les estimations des découvertes cumulées ne varient pas en fonction de la production, puisqu'il s'agit simplement de transférer les ressources d'une catégorie (réserves) à une autre (production cumulée). Cependant, les découvertes cumulées augmentent avec la découverte de nouveaux gisements, et peuvent être revues à la hausse ou à la baisse lorsqu'on révisé les réserves des gisements connus. On parle souvent de « croissance des réserves » car les estimations sont généralement revues à la hausse plutôt qu'à la baisse. Néanmoins, l'expression « croissance des découvertes cumulées » serait plus appropriée, car les réserves restantes se réduisent constamment par le processus de production. « Croissance de la récupération ultime » est un terme identique, car c'est ce qu'on estime pouvoir récupérer au final de la région ou du gisement qui augmente continuellement.

L'utilisation courante du procédé de révision rétroactive des estimations des découvertes cumulées est une source importante de confusion. Alors que certaines sources de données font apparaître ces révisions l'année où elles sont effectuées, et ne modifient donc pas les données des années précédentes, d'autres sources procèdent à des révisions rétroactives en modifiant les chiffres correspondant à l'année de découverte des gisements (Figure 2.1). Selon la logique de la première approche, les réserves sont considérées inaccessibles à la production tant que les estimations ne sont pas révisées, et ne peuvent donc apparaître dans les données qu'au moment où ces révisions sont effectuées (Mills, 2008)⁹. L'utilisation de la seconde approche, quant à elle, se base sur le fait que les réserves sont contenues dans des gisements découverts des années auparavant. En révisant rétroactivement, on obtient donc une idée plus précise de ce qui a « réellement » été découvert à l'époque, ainsi que de la quantité ultime récupérable dans le gisement. Ces approches se défendent toutes les deux, mais la différence entre les deux n'est pas toujours bien comprise.

⁸ Le COMECON ou CAEM (Conseil d'assistance économique mutuelle) était une organisation d'entraide économique entre différents pays du bloc communiste

⁹ Par exemple, le plus gros gisement de gaz a été découvert (au Qatar) en 1971, mais les réserves de la partie iranienne n'ont été connues et accessibles qu'à partir du moment où des forages ont été effectués en 1991. Pour Mills (2008), antedater ces révisions à 1971 équivaut à attribuer la découverte de la Californie au débarquement de Christophe Colomb aux Bahamas en 1492.

Figure 2.1 Evolutions comparées des estimations des découvertes cumulées, ajustées l'année où s'effectue la révision ou ajustées rétroactivement – traitement des révisions des réserves



Note : Lorsque les estimations des réserves sont ajustées l'année de révision, les révisions renvoient à la hausse les estimations des découvertes cumulées pour la seule année en cours. Lorsque les estimations sont ajustées rétroactivement, les révisions sont appliquées l'année de découverte du gisement, et renvoient donc aussi à la hausse les découvertes cumulées de toutes les années ultérieures. Le traitement des gisements découverts l'année de révision est le même dans les deux cas.

2.3.4 Découvertes

Le terme « découverte » est ambigu car il a deux significations :

- Les ressources récupérables contenues dans les gisements nouvellement découverts au cours d'une période déterminée.
- Les changements survenus dans les découvertes cumulées d'une période à une autre.

Ces définitions ne sont pas équivalentes, car selon la deuxième définition, la croissance des réserves des gisements existants sera comptabilisée comme des « découvertes », même si aucun nouveau gisement n'est découvert. Malheureusement, il est souvent difficile de savoir quelle définition est utilisée et la plupart des sources ne permettent pas de faire la différence entre les ressources contenues dans les nouveaux gisements et la croissance des réserves des gisements existants.

2.4 Définitions des régions

La délimitation des régions géographiques est l'un des problèmes majeurs de l'étude des données pétrolières. En raison de la reclassification de régions qui étaient auparavant regroupées, comme l'ancienne Union soviétique (ex-URSS), les chiffres de production et des réserves manquent parfois de transparence. Les chiffres publiés par les sources de données diffèrent également pour une même région, ce qui ajoute de la confusion. Par exemple, la base de données IHS PEPS (voir chapitre 3) donne les estimations des réserves pour chacun des sept émirats formant les Emirats Arabes Unis (EAU). Par contre, le BP Statistical Review

considère les EAU comme un seul et unique pays et ne communique donc qu'un seul chiffre. World Oil propose quant à lui des chiffres distincts pour Abou Dhabi et Dubaï et inclut les estimations des autres émirats dans une catégorie « Moyen-Orient et autres ». Ces disparités peuvent causer des problèmes si l'on veut comparer les données des différentes sources.

Regrouper les pays de l'OPEP en une région productrice de pétrole peut également semer la confusion. L'OPEP compte actuellement¹⁰ 12 membres : l'Angola, la Lybie, le Nigeria, l'Algérie, l'Iran, l'Irak, le Koweït, le Qatar, l'Arabie Saoudite, les Emirats Arabes Unis, l'Équateur et le Venezuela. Mais la composition de l'organisation a changé considérablement ces dernières années ; l'Équateur s'est retiré en 1993, puis a réintégré l'organisation avec l'Angola en 2007. Ces nouvelles adhésions ont été compensées par le départ de l'Indonésie en mai 2008, après que l'Indonésie soit devenue importatrice net de pétrole. C'est gênant quant il faut fournir des chiffres chronologiques de production de l'OPEP. Le BP Statistical Review de 2008 inclut l'Indonésie dans les résultats de l'OPEP, mais ne tient pas compte de l'Équateur. On suppose alors que la classification reste cohérente au fil du temps, bien que ce ne soit pas clairement confirmé. A l'opposé, l'IEA inclut les chiffres des réserves des pays de l'OPEP pour les années où ces pays ont été effectivement membres de l'organisation.¹¹

¹⁰ Pays membres de l'OPEP au 30 juillet 2009

¹¹ Pour plus d'information sur l'OPEP et le Secrétariat de l'OPEP, voir www.opec.org

3. Sources de données

Il y a plusieurs sources de données sur l'industrie pétrolière internationale, depuis les données publiées et accessibles librement, jusqu'aux données exclusives consultables sous contrat. Typiquement, les données de chacune de ces sources sont rassemblées via des questionnaires adressés aux compagnies concernées, aux organismes gouvernementaux et à des tiers, bien que d'autres canaux d'information puissent également être utilisés. Notons que même si bon nombre des sources présentées ci-dessous divergent, elles comparent souvent des données provenant de la même source primaire (Karbuz, 2004). Les sources de données les plus communément utilisées sont les suivantes :

3.1.1 *L'International Energy Agency (Agence Internationale de l'Energie)*

L'IEA publie un grand nombre de données relatives à l'industrie pétrolière, notamment le mensuel Oil Market Report (OMR) (IEA, 2007a), qui décrit l'évolution mensuelle de la production pétrolière, ainsi que le *World Energy Outlook* (WEO) (IEA, 2007b), qui inclut des prévisions de l'offre et de la demande à moyen et à long terme. Pour formuler ses prévisions, l'IEA se base sur les estimations des réserves récupérables établies par des tiers.

3.1.2 *L'U.S. Energy Information Administration*

L'EIA se focalise principalement sur le marché pétrolier des Etats-Unis, bien qu'elle fournisse également des statistiques internationales. Les statistiques les plus utiles sont reprises dans son rapport *International Petroleum Monthly* (EIA, 2008a) qui fournit des données sur la production régionale et mondiale ainsi que des données sur la demande de pétrole, les échanges et les réserves.

3.1.3 *BP Statistical Review*

Le BP Statistical Review (BP, 2008b) rassemble de manière détaillée des statistiques mondiales sur l'énergie, notamment le pétrole, le charbon, le gaz naturel et l'énergie nucléaire. Les données sont collectées grâce à la mise en commun de sources primaires, de sources tierces, d'autres sources de données (en particulier *Oil and Gas Journal* et *World Oil*) et d'estimations indépendantes (par exemple, les estimations des réserves russes). Le rapport est une référence clé souvent citée dans les rapports d'évaluation des marchés pétroliers. Cependant, BP note que « [...] cela ne représente pas [...] nécessairement la vision de BP sur les réserves prouvées par pays » (BP, 2008b)

3.1.4 *Oil and Gas Journal*

L'hebdomadaire Oil and Gas Journal (OGJ) fournit de nombreuses données sur l'industrie du pétrole et du gaz. Il publie notamment chaque année dans le dernier numéro des données sur la demande de pétrole et sur les réserves (Radler, 2007). Les estimations de réserves de l'OGJ sont couramment reprises par d'autres sources.

3.1.5 *World Oil*

Chaque année, en août ou en septembre, le magazine World Oil publie des données relatives à la production et aux réserves de pétrole (WorldOil, 2007).

3.1.6 L'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP)

Le secrétariat de l'OPEP établit ses propres chiffres en matière de réserves et de production de ses membres. Ces données sont utilisées par la plupart des autres sources, car celles-ci n'ont pas directement accès aux compagnies concernées, qui sont souvent nationalisées (OPEP, 2008)

3.1.7 Les bases de données de l'industrie

Des bases de données détaillées couvrant la majorité des gisements de la planète sont fournies par Wood Mackenzie et IHS Energy.

IHS Energy détient une base de données reprenant les statistiques de l'industrie pétrolière et à laquelle il donne accès sur base contractuelle. La base de données est détaillée et inclut des données relatives à des gisements individuels, pays et régions spécifiques. Pour mener à bien ce projet, nous avons obtenu un accès à la base de données *PEPS (Petroleum Economics and Policy Solutions)* qui présente par pays des données de production pétrolière et gazière, les réserves 2P et les forages d'exploration et de développement. Cette base de données est la poursuite du travail effectué par *Petroconsultants* avant son rachat par IHS, et a également fourni les bases du travail de Colin Campbell. Les données d'IHS proviennent notamment de données publiées et d'estimations d'experts et sont largement reconnue comme source d'information précieuse et de référence sur l'industrie pétrolière et gazière mondiale. Cependant, les utilisateurs de cette base de données sont soumis à de strictes restrictions quant à l'utilisation et la publication des données. L'IEA utilise la base de données IHS PEPS pour son *World Energy Outlook*.

La base de données d'IHS fait état du volume des « liquides » et les définit comme suit :

« Les estimations des « liquides » incluent les LGN et condensats. Les estimations peuvent inclure les gaz de pétrole liquéfiés (GPL), les huiles lourdes (moins de 10 degrés API) ou les sables bitumineux, mais excluent les schistes bitumineux et les carburants synthétiques issus de la liquéfaction du gaz, charbon et biomasse (GTL, CTL, BTL – pour Biomass-To-Liquids). Si des tests indiquent la présence de condensats dans un gisement de gaz, ceux-ci sont inclus dans les estimations, et ce, même si les données publiées ne donnent pas une estimation séparée des liquides. Les quantités de pétrole, de condensats et de LGN ont été arrondies pour aboutir à une estimation globale. » (IHS, 2008)

3.1.8 Comparaison des sources

La Table 3.1 compare la base de données IHS PEPS à celles du domaine public. D'autres bases de données existent, qui fournissent des chiffres sur la production et les réserves par région, et d'autres types d'informations sur l'industrie pétrolière, par exemple *l'American Petroleum Institute (API), Baker Hughes, the Independent Petroleum Association of America (IPAA), the International Tanker Owners Pollution Federation (ITOPF), the US Bureau of Census, UN Energy Statistics Yearbook* et *the Department of Energy and Climate Change (DECC)* au Royaume-Uni.

Table 3.1 Comparaison des bases de données mondiales relatives aux réserves et à la production de pétrole

Source	Données sur les réserves	Agrégation des liquides dans les données de production	Liquides exclus
IEA Oil Market Report	Non	<ul style="list-style-type: none"> • Pétrole brut, condensat, LGN¹, pétrole non-conventionnel² • Gains de raffinage • Autres biocarburants³ 	Aucun
EIA International Petroleum Monthly	Non	<ul style="list-style-type: none"> • Pétrole brut, condensats, LGN, autres liquides⁴, gains de raffinage • Les LGN sont considérés séparément 	Aucun
BP Statistical Review	Prouvées	<ul style="list-style-type: none"> • Pétrole brut, schiste bitumineux, sables bitumineux, condensats, LGN (agrégés) 	CTL, GTL, biocarburants
Oil and Gas Journal	Prouvées	<ul style="list-style-type: none"> • Pétrole brut, condensats, syncrude (agrégés) 	LGN, CTL, GTL, biocarburants
World Oil Magazine	Prouvées	<ul style="list-style-type: none"> • Pétrole brut, condensats, syncrude (agrégés) 	LGN, CTL, GTL, biocarburants
OPEC Annual Statistical Bulletin et Oil Market Report	Prouvées	<ul style="list-style-type: none"> • Pétrole brut, condensats, LGN⁵ (agrégés) • Gains de raffinage 	CTL, GTL, biocarburants
Base de données IHS Energy PEPS	Prouvées plus probables	<ul style="list-style-type: none"> • Liquides (pétrole brut, condensats, LGN, GPL, huile lourde, syncrude) 	CTL, GTL, biocarburants

Source: IEA (2009), EIA (2008a), BP (BP, 2008b), IHS (2008), Oil & Gas Journal, World Oil Magazine

Notes: les définitions et l'étendue des liquides pris en compte ne sont pas toujours claires.

1. LGN considérés séparément pour l'OPEP.
2. Incluant les biocarburants, les sables bitumineux, les schistes bitumineux, les CTL, GTL, et des composants de mélange comme le méthyltertiobutyléther (MTBE).
3. Biocarburants provenant de sources hors Brésil et États-Unis.
4. Biocarburants, CTL, composants non-pétroliers au MTBE, Orimulsion – un carburant dérivé du bitume vénézuélien – et autres hydrocarbures (EIA, 2008a)
5. LGN considérés séparément pour l'OPEP.

Les différences clés entre les sources du domaine public et les bases de données industrielles sont les suivantes:

- Les premières fournissent des estimations des réserves 1P alors que les secondes fournissent des estimations des réserves 2P;

- Les premières fournissent des estimations actuelles des découvertes 1P cumulées alors que les secondes fournissent des estimations révisées rétroactivement des découvertes 2P cumulées¹² ;
- Les premières reposent principalement sur des données fournies par les gouvernements nationaux, alors que les secondes tirent leur information d'un éventail plus large de sources, et tentent davantage de vérifier leur validité.

Les mérites respectifs de ces différentes bases de données sont fortement discutés (Bentley, *et al.*, 2007), mais le coût et la confidentialité des bases de données industrielles rendent la comparaison difficile. De nombreux analystes des approvisionnements pétroliers mondiaux se basent sur leurs propres bases de données, qui sont encore moins accessibles aux tiers (Campbell and Heapes, 2008 ; Miller, 2005 ; Smith, 2008). Etant donné que celles-ci se basent en partie sur des bases de données industrielles, elles contiennent des estimations révisées rétroactivement des découvertes cumulées 2P.

Les données compilées par ces sources se classent en général en deux catégories: estimations des réserves et données de production. Ces catégories sont abordées dans les chapitres 4 et 5.

¹² La révision rétroactive des réserves a des conséquences considérables. En effet, on ne peut suivre l'évolution chronologique des réserves 2P 'telles qu'elles avaient été estimées à l'époque' qu'en utilisant des éditions successives des bases de données industrielles.

4 Estimation des réserves

La plupart des auteurs utilisent trois sources principales de données sur les réserves pétrolières : BP Statistical Review, Oil and Gas Journal (OGJ) et World Oil. Chacune fournit des estimations des réserves prouvées (1P) qui seront ensuite utilisées par l'IEA, l'EIA et l'OPEP. La base de données IHS PEPS fournit également des estimations de réserves (appelées « ressources »), mais il s'agit majoritairement de réserves prouvées plus probables (2P). Par conséquent, les évaluations 2P ne sont pas directement disponibles dans le domaine public. Ces estimations 2P sont aussi utilisées par l'IEA dans le World Energy Outlook. Ce chapitre met en avant certains problèmes concernant ces deux types d'estimations.

4.1 Comparaison des réserves prouvées

Il y a des divergences entre les trois sources d'estimations des réserves prouvées. Les données d'OGJ et World Oil sont chacune rassemblées avec l'aide d'agences gouvernementales, d'associations industrielles, de compagnies pétrolières et de sources privées. Le BP Statistical Review utilise ces mêmes sources tout en admettant avoir recours aux données publiées par OGJ et World Oil. Cependant, malgré cette interdépendance, il y a selon la source des écarts significatifs dans l'évolution temporelle des réserves mondiales, comme le montre la Figure 4.1.

Figure 4.1 : Evolution des réserves prouvées mondiales telles qu'elles sont présentées dans BP Statistical Review, Oil and Gas Journal et World Oil



La première partie de cette comparaison, entre 1980 et 1990, représente la période où de nombreux producteurs du Moyen-Orient ont considérablement revu à la hausse les estimations de réserves qu'ils publient (Bentley, *et al.*, 2007). Ces ajustements peuvent être en partie dus à une correction de sous-estimations précédentes, mais il est plus probable qu'ils soient liés aux négociations des quotas au sein du cartel de l'OPEP (Robelius, 2005). Les figures 4.2, 4.3 et 4.4 illustrent les révisions des estimations pour le Koweït, l'Arabie Saoudite et l'Irak. Ces changements se reflètent dans les estimations des réserves mondiales fournies par les trois sources (Figure 4.1), qui sont concordantes durant cette période (1980-1990).

Figure 4.2 : Evolution des réserves prouvées du Koweït, telles qu'elles sont présentées dans le BP Statistical Review, Oil and Gas Journal et World Oil

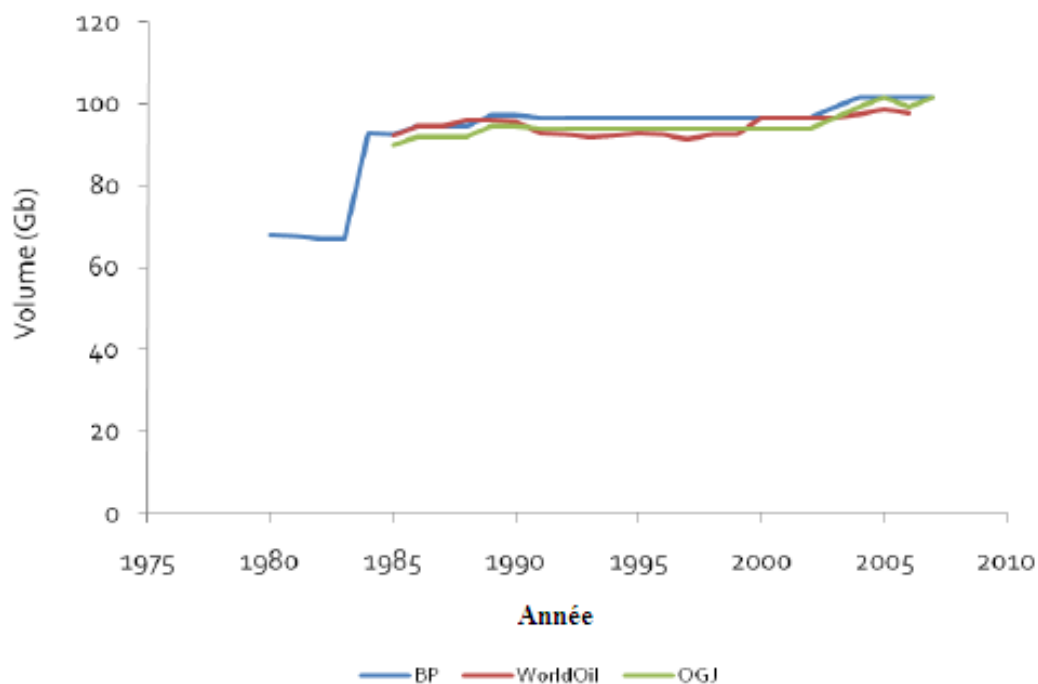


Figure 4.3 : Evolution des réserves prouvées de l'Arabie Saoudite, telles qu'elles sont présentées dans le BP Statistical Review, Oil and Gas Journal et World Oil

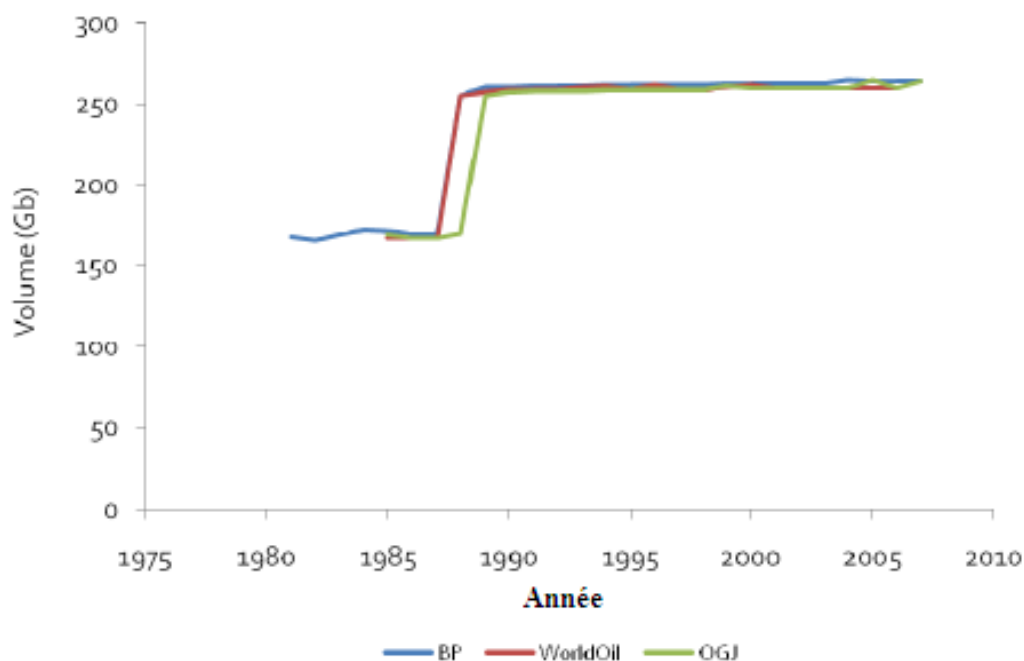
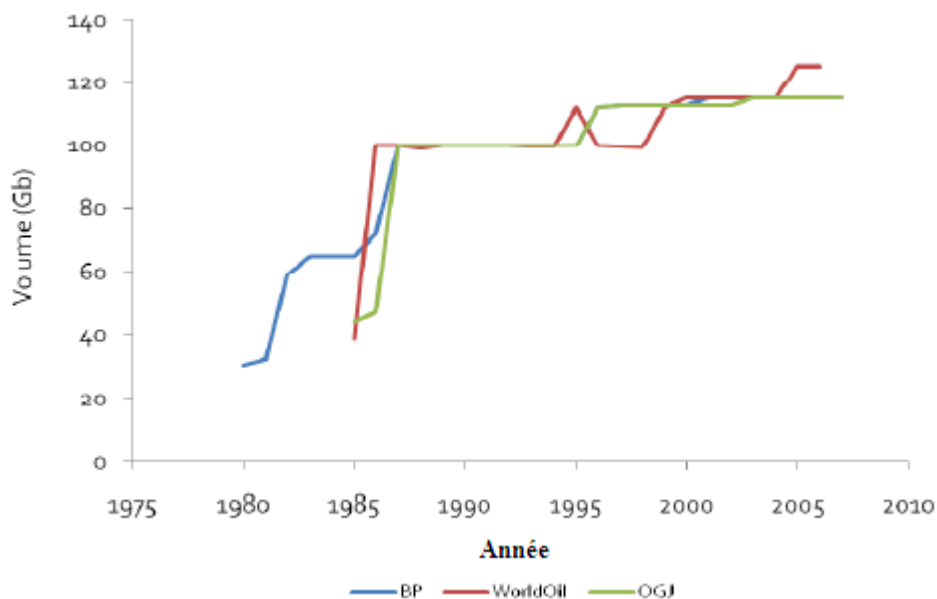


Figure 4.4 : Evolution des réserves prouvées de l'Irak, telles qu'elles sont présentées dans le BP Statistical Review, Oil and Gas Journal et World Oil

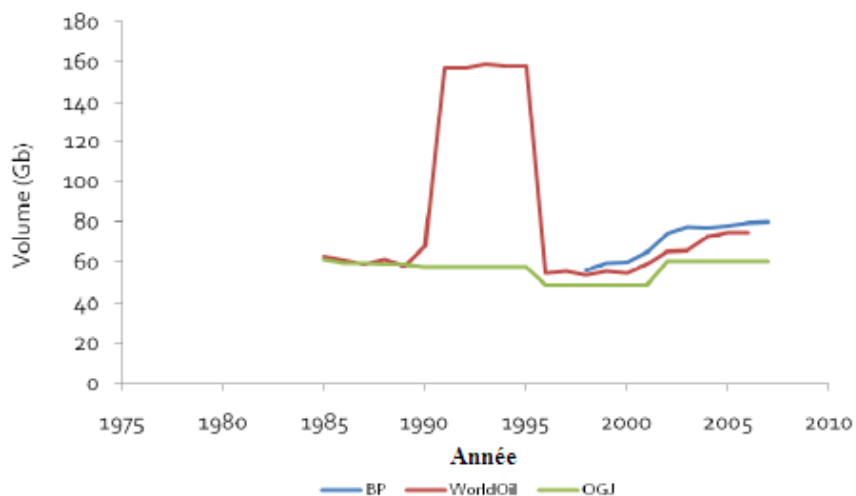


Le premier désaccord apparent entre sources de données IP se situe entre 1990 et 1995. Pendant cette période, les chiffres de World Oil sont nettement supérieurs à ceux d'OGJ ou de BP Statistical Review. Cet écart s'explique en partie en examinant les chiffres de la Russie.

Les estimations publiées des réserves russes sont représentées en Figure 4.5. L'histoire de la publication des réserves russes est compliquée et se reflète dans les données présentées ci-après. Depuis 1998, BP Statistical Review publie les estimations des réserves prouvées de plusieurs anciens états de l'Union soviétique sous l'appellation Fédération russe. World Oil et OGJ publient des données pour la région depuis plus longtemps, et de ce fait, sous plusieurs classifications. OGJ a publié des données pour l'URSS jusqu'en 1991, pour la Communauté des États indépendants (CEI) de 1991 à 1997 et pour la Russie de 1997 à aujourd'hui. Les estimations des réserves pour ces groupes ont évolué durant ce laps de temps. Bien que ces réserves soient toutes décrites comme des réserves « explorées », l'interprétation de cette définition a changé en 1995. Avant cette date, les données des réserves de la CEI et de l'URSS étaient considérées comme équivalentes à des « réserves prouvées, probables et une certaine quantité de possibles ». À partir de 1995, elles ont été décrites comme « prouvées et une certaine quantité de probables ». On peut observer que les chiffres des réserves d'OGJ pour la CEI ont logiquement chuté en 1996.

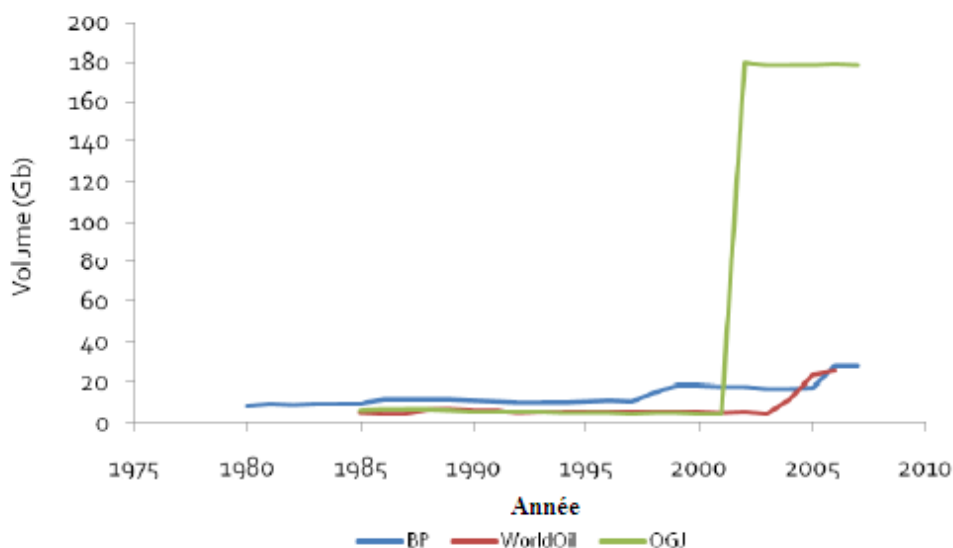
Lorsqu'on examine les données de World Oil pour la même région, on peut constater une variation plus marquée pendant la même période. Entre 1991 et 1995, World Oil communique des estimations de réserves qui sont deux fois plus élevées que celles des années antérieures et postérieures. Les estimations des réserves publiées au cours de cette période sont décrites comme étant A+B+C₁ (Cronquist, 1991). Il s'agit d'un système de classification des réserves utilisé par les états du bloc soviétique. World Oil décrit ce classement (en n'améliorant guère la compréhension) comme étant équivalent aux appellations « réserves prouvées et partiellement possibles ». C'est cette période marquée par une façon différente de déclarer les réserves qui semble conduire aux disparités constatées précédemment dans les données des réserves mondiales fournies par World Oil.

Figure 4.5 : Evolution des réserves prouvées de la Russie, telles qu'elles sont présentées dans le BP Statistical Review, Oil and Gas Journal et World Oil.



Enfin, on observe dans OGJ un changement manifeste dans les données mondiales entre 2001 et 2002. Cette variation n'est pas reprise par BP Statistical Review ou World Oil, mais on peut en partie l'expliquer en examinant les estimations des réserves 1P du Canada (Figure 4.6). Ce changement radical dans les estimations OGJ en 2002 correspond à la prise en compte, pour la première fois, des réserves de sable bitumineux de l'Alberta dans le total des réserves 1P canadiennes. OGJ ajoute 174,8 Gb en 2002, ce qui est cohérent avec certaines estimations plus récentes des réserves prouvées canadiennes de sable bitumineux (AEUB, 2005). Il n'est cependant pas évident de savoir comment cette mesure peut être comparée à des mesures probabilistes comme 1P ou 2P. Cette pratique n'est reprise ni par BP Statistical Review ni par World Oil. Ces deux sources n'incluent que 21 Gb de réserves de sable bitumineux dans les totaux canadiens actuels, correspondant à une estimation des sables bitumineux « en cours de développement actif ».

Figure 4.6 : Evolution des réserves prouvées du Canada, telles qu'elles sont présentées dans le BP Statistical Review, Oil and Gas Journal et World Oil



4.2 « Prouvées » vs « prouvées plus probables »

Beaucoup d'encre a coulé dans la littérature pour savoir si les estimations des réserves prouvées étaient d'une quelconque utilité pour prévoir l'offre pétrolière future (Bentley, *et al.*, 2007). On a suggéré que certains des problèmes associés aux réserves 1P peuvent être surmontés en utilisant des estimations des réserves « prouvées plus probables » ou 2P (Bentley, *et al.*, 2007). Par exemple :

*« [...] Si on utilise les données relatives aux réserves prouvées plus probables (2P) qui apparaissent dans les bases de données de l'industrie pour évaluer les découvertes pétrolières, elles indiquent alors que le pic de production mondial de pétrole conventionnel est imminent. Mais, si on se sert des données sur les réserves prouvées (1P), un paysage très différent se dessine qui vient étayer une opinion économique cohésive selon laquelle aucune menace à court terme ne plane sur l'offre pétrolière mondiale... Se fier uniquement aux données 1P a conduit à un grand nombre d'idées erronées, par exemple celles que les anciennes prévisions pétrolières étaient incorrectes, que les réserves pétrolières augmentent considérablement grâce à l'avancée technologique et que l'offre mondiale de pétrole est assurée à condition que les investissements futurs soient suffisants pour "transformer les ressources en réserves". [...] » (Bentley, *et al.*, 2007)*

En principe, les estimations des réserves 1P devraient être *inférieures* aux estimations 2P, pour deux raisons. Premièrement, les estimations des réserves 1P sont plus conservatrices et sont donc susceptibles d'être dépassées. En utilisant l'interprétation probabiliste, cela veut dire qu'il y a 90% de chance que les réserves restantes dépassent ces estimations, contre seulement 50% de chance dans le cas des estimations 2P. Deuxièmement, l'agrégation des estimations 1P de différentes régions pour former une estimation moyenne (par exemple mondiale) rendra ces chiffres encore plus conservateurs, alors que ce n'est pas le cas des estimations 2P. Les explications de ces phénomènes seront données ci-après.

Pourtant, en 2007, les estimations de BP (2008b) des réserves 1P mondiales étaient approximativement les mêmes que les estimations d'IHS Energy pour les réserves 2P, soit 1240 Gb (IEA, 2008)¹³. Résultat : une de ces estimations, voire les deux, sont incorrectes, mais le degré de sous-estimation ou de surestimation est impossible à établir. C'est pourtant d'une importance capitale pour effectuer des prévisions pétrolières mondiales, puisque les deux séries temporelles mènent à des conclusions très différentes de l'état de déplétion mondiale du pétrole.

Voici le résumé des quatre facteurs qui mettent en doute la pertinence de l'utilisation des données 1P pour prévoir le futur de la production pétrolière.

4.2.1 Sous-estimation

Les données prouvées ou 1P sont, par principe, conservatrices. Leur but premier était de protéger les investisseurs de déclarations trop optimistes sur l'état des réserves et elles restent essentiellement utiles pour obtenir des financements, un processus où la garantie de disposer

¹³ Cela cache des écarts importants dans les estimations pour les pays pris individuellement. Par exemple, les estimations d'IHS sont considérablement inférieures à celles de BP pour les Emirats Arabes Unis, la Lybie et le Koweït, mais elles sont supérieures pour la Russie et l'Arabie Saoudite.

de revenus futurs est primordiale. Mais, en pratique, la quantité de pétrole restante dans un gisement a tendance à être largement supérieure à ce que les estimations 1P suggèrent. En effet, si on se base sur la méthode d'interprétation probabiliste, il y aurait 90% de chance que les réserves soient plus importantes qu'estimé. Les données 1P peuvent être plutôt considérées comme une estimation de la quantité de pétrole qui va être commercialisée sous peu, et non comme la quantité totale de pétrole qu'il reste à récupérer. Par contre, selon les estimations 2P, il n'y a que 50% de chance que les réserves restantes soient supérieures, et inversement, 50% de chance qu'elles soient inférieures. Dès lors, il y a moins de risque de sous-estimer les réserves restantes.

4.2.2 Surestimation

Mais bien que les estimations 1P devraient logiquement sous-évaluer la quantité de pétrole restante dans les gisements existants, certains pays auraient *surévalué* la quantité de pétrole restante en gonflant leurs estimations 1P. Comme on l'a démontré précédemment (figures 4 à 6), plusieurs pays du Moyen-Orient membres de l'OPEP ont considérablement revu à la hausse leurs estimations 1P à la fin des années 1980, sans aucune augmentation équivalente des découvertes déclarées de gisements. Si on compare les estimations officielles 1P aux estimations industrielles 2P, on observe dans tous les cas qu'elles sont à présent supérieures aux estimations 2P. Si les chiffres 1P et 2P étaient corrects, les réserves 1P devraient être inférieures aux réserves 2P quelle que soit l'année ou la région. La surévaluation manifeste de certains membres de l'OPEP a conduit certains auteurs à affirmer qu'il s'agissait de « réserves politiques » et à réduire considérablement ces estimations (Campbell and Heapes, 2008). Dans le même temps, d'autres analystes ont affirmé que de telles révisions à la baisse étaient injustifiées. En l'absence de vérification des estimations de l'OPEP par un tiers, il est impossible de juger quelle perspective est recevable. Pourtant, c'est très important, car 75% des réserves mondiales 1P (BP, 2008b) sont détenues par les producteurs de l'OPEP.

4.2.3 Absence de déclaration

La pratique commune de reporter les chiffres des réserves d'années précédentes aux années suivantes sans tenir compte du pétrole qui a été produit l'année en cours affecte également l'utilité des données 1P. Ce procédé peut être la cause de séries temporelles qui restent inchangées pendant de nombreuses années, ce qui implique que, chaque année, l'ajout annuel de réserves est exactement égal à la production annuelle. Ces chiffres statiques s'observent lorsque les pays ne répondent pas aux enquêtes, ou tout simplement s'ils renvoient des chiffres identiques à ceux de l'année précédente (Bentley, *et al.*, 2007). Ce schéma est visible sur les figures 4.2, 4.3 et 4.4 où les estimations des réserves restent inchangées sur de longues périodes.

4.2.4 Somme des probabilités

Enfin, la manière dont les données de chaque puits, de chaque gisement et de chaque pays sont agrégées peut conduire à de sérieuses sous-estimations des réserves 1P. L'évaluation des réserves prouvées devrait en principe être dérivée de distributions probabilistes et correspondre à 90% de chance que les réserves restantes dépassent les chiffres donnés. Dans le cas des estimations 2P, la probabilité correspondante est de 50% ; on dit aussi « P50 ». Puisque les estimations sont fondées sur des distributions probabilistes, il est généralement *incorrect* de simplement additionner les estimations 1P de chaque gisement afin d'obtenir une estimation 1P globale de l'ensemble des gisements (Pike, 2006). Une telle addition est acceptable seulement si on utilise les estimations *moyennes* des réserves de chaque gisement.

Dans la plupart des cas, une simple addition des estimations 1P de chaque gisement *sous-estimera* les réserves 1P réelles de l'ensemble des gisements. Autrement dit, la probabilité réelle que les réserves totales dépassent la somme des estimations 1P de chaque gisement sera vraisemblablement supérieure à 90%.

Pour clarifier cet aspect, prenons l'exemple de deux dés qu'on lance (Pike, 2006). Si un seul dé est lancé, la probabilité que le résultat dépasse 1 est de 83% (5 chances sur 6). En d'autres termes, la donnée P83 est 1. Mais si deux dés sont lancés, la probabilité que le résultat dépasse deux est de 97% (35 chances sur 36). Donc la donnée P97 est 2. La donnée P83 correspondante est 4 (6 chances sur 36), ou deux fois la simple somme arithmétique des deux données P83. Dès lors, par simple addition de chaque donnée P83, la probabilité que le score total dépasse deux est considérablement sous-estimée (la probabilité réelle est de 97% et non de 83%). De même, la somme des estimations 1P (P90) des réserves de pétrole de deux gisements sous-estime la valeur 1P réelle de l'ensemble des deux gisements.

Cet aspect a de l'importance car, à chaque étape d'agrégation des données des réserves, il est habituel de simplement sommer tous les chiffres. Lorsqu'on additionne les données 1P des réservoirs pour constituer l'ensemble d'un gisement, puis les données des gisements pour constituer l'ensemble d'une compagnie ou d'un pays, puis les données nationales pour le monde entier, il y a à chaque fois une sous-estimation systématique des réserves 1P réelles, qui auraient été calculées correctement si on avait pris en compte les distributions de probabilités. Chaque addition augmente le degré de sous-évaluation, avec pour résultat que les estimations mondiales sont celles qui ont tendance à être les plus erronées. Par conséquent, les estimations 1P fournissent non seulement une évaluation particulièrement conservatrice des réserves récupérables avec certitude, mais le degré de conservatisme est encore renforcé par le procédé d'agrégation utilisé. Il est donc vraisemblable que l'on obtienne des chiffres qui sous-estiment significativement la quantité de pétrole pouvant être produite.

Même si de telles difficultés sont également rencontrées lors de l'agrégation des estimations 2P, le degré d'inexactitude devrait être moins important, et il sera plus difficile de savoir si le résultat sous-estime ou surestime la réalité. La raison est la suivante : une estimation 2P se rapproche davantage d'une estimation *moyenne*, et peut être supérieure ou inférieure à la *moyenne* en fonction de la forme particulière de la distribution de probabilités (cette dernière variera selon le gisement et la région). Dès lors, l'agrégation des estimations 2P est beaucoup moins entachée d'erreurs que l'agrégation des estimations 1P.

Selon Pike (2006), la sous-évaluation de l'ensemble des estimations 1P fait que les estimations actuelles des réserves 1P mondiales (1 200 Gbs) puissent être inférieures à la moitié des réserves 1P réelles (Connor, 2008). Cependant, on ne tient pas compte de la surévaluation potentielle des réserves 1P de certains pays de l'OPEP et, puisque les distributions statistiques sous-jacentes sont inconnues, il est impossible d'avoir des chiffres précis.

4.3 Traitement des réserves américaines par IHS PEPS

Un traitement différent des réserves américaines par la base de données IHS PEPS constitue un autre facteur de confusion entre les réserves 1P et 2P. Les 48 Etats étasuniens pourraient constituer un excellent exemple pour illustrer les différences entre les réserves 1P et 2P, compte tenu de leur longue histoire documentée des marchés pétroliers, ainsi que de la maturité de leur cycle de production. Cependant, pour les Etats-Unis, la base de données IHS PEPS ne présente que ce qu'elle décrit comme étant des réserves « prouvées/établies », ce qui

reflète les règles de comptabilité pétrolière édictées par la *Securities and Exchange Commission* (SEC, organisme fédéral américain de réglementation et de contrôle des marchés financiers). En comparant les estimations 1P américaines du rapport BP et celles de la base de données d'IHS, on remarque qu'elles ont convergé ces dernières années. Cela démontre que les données IHS des réserves américaines doivent être interprétées différemment des données IHS des réserves du reste du monde, puisque les premières sont 1P et les secondes 2P. Résultat : la base de données d'IHS sous-estimerait les réserves 2P mondiales lors de l'agrégation des réserves américaines à celles des autres pays ; les réserves américaines représentent actuellement 2,4% du total.

4.4 Résumé

En résumé, les estimations 1P accessibles à tous constituent une base insuffisante pour évaluer les ressources récupérables et peuvent conduire à des conclusions erronées sur le futur de l'offre pétrolière. Même s'il existe des facteurs influençant les estimations, tant à la hausse qu'à la baisse, le résultat final à l'échelle mondiale reste incertain. Les estimations 2P fournies par l'industrie devraient être un meilleur indicateur, mais comme elles sont de nature probabiliste, et vu l'absence de vérification par un tiers pour la majorité des pays de l'OPEP, ces estimations restent incertaines. De plus, le coût et la confidentialité des bases de données pertinentes représentent un obstacle à leur utilisation.

5 Les données de production

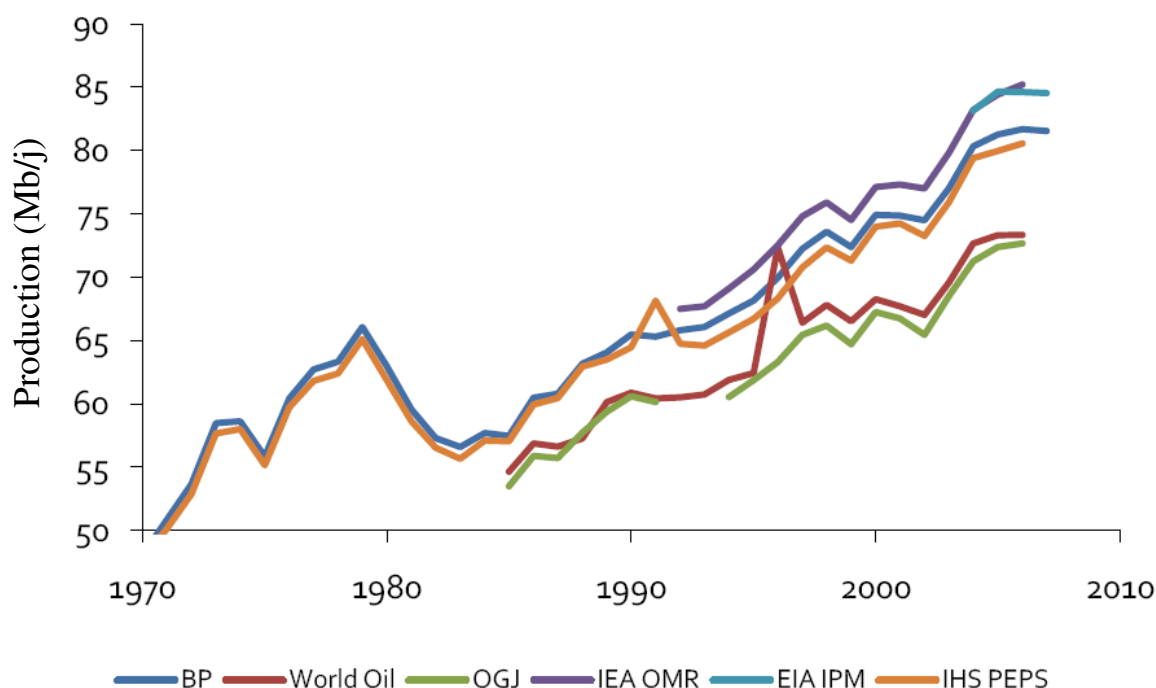
5.1 Variation des données de production

Même si les chiffres de production de pétrole ne rencontrent pas la majorité des difficultés liées aux estimations des réserves, certains problèmes valent la peine d'être considérés.

Pour étudier les chiffres de production, il faut absolument identifier les combustibles liquides pris en compte. Il semblerait logique de présenter uniquement des figures portant sur le pétrole brut, mais ceci est pratiquement impossible étant donné que les condensats sont habituellement mélangés au pétrole brut avant transport. Donc, la majorité des chiffres relatifs à la production de pétrole incluent au minimum le pétrole brut et les condensats. De plus, les LGN, les huiles lourdes, le syncrude, le pétrole extrait en eaux profondes et les schistes bitumineux sont compris dans les données de certaines sources, telles que BP Statistical Review, IEA, EIA et IHS.

La Figure 5.1 compare les chiffres de production mondiale provenant de cinq sources différentes. On voit clairement que les différentes sources sont davantage cohérentes entre elles pour les chiffres de production que pour les chiffres des réserves. Cependant, certaines différences essentielles subsistent.

Figure 5.1 : Chiffres relatifs à la production mondiale de pétrole provenant de BP Statistical Review, World Oil, Oil and Gas Journal, IEA Oil Market Report, EIA International Petroleum Monthly et IHS PEPS.



On peut diviser les données en trois catégories à partir de la Figure 5.1 :

- Les chiffres fournis par OGJ et World Oil sont semblables, essentiellement parce qu'ils incluent seulement le pétrole brut, le syncrude et les condensats.

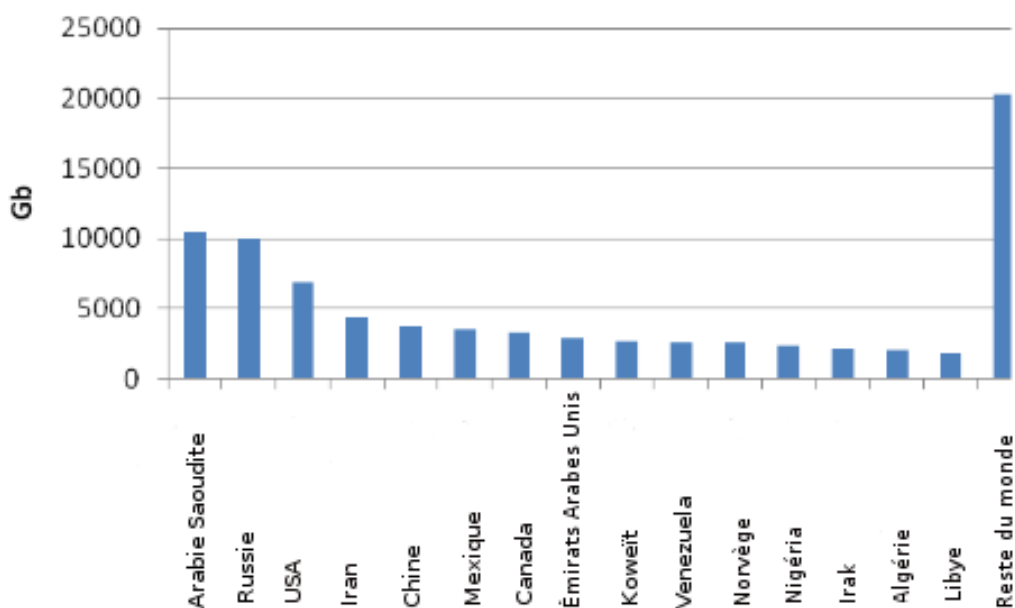
- BP Statistical Review et IHS sont également concordants, principalement parce qu'ils incluent les LGN en plus du pétrole brut et des condensats.
- L'IEA et l'EIA sont également en bon accord et fournissent les estimations les plus élevées de l'offre pétrolière mondiale, car ils offrent la couverture la plus complète des liquides, en incluant les biocarburants et les gains de raffinage en plus des LGN, des condensats et du pétrole brut.¹⁴

On peut donc supposer que la majorité des différences entre les sources sont dues à la prise en compte de différents types de liquides.

5.2 Production par région

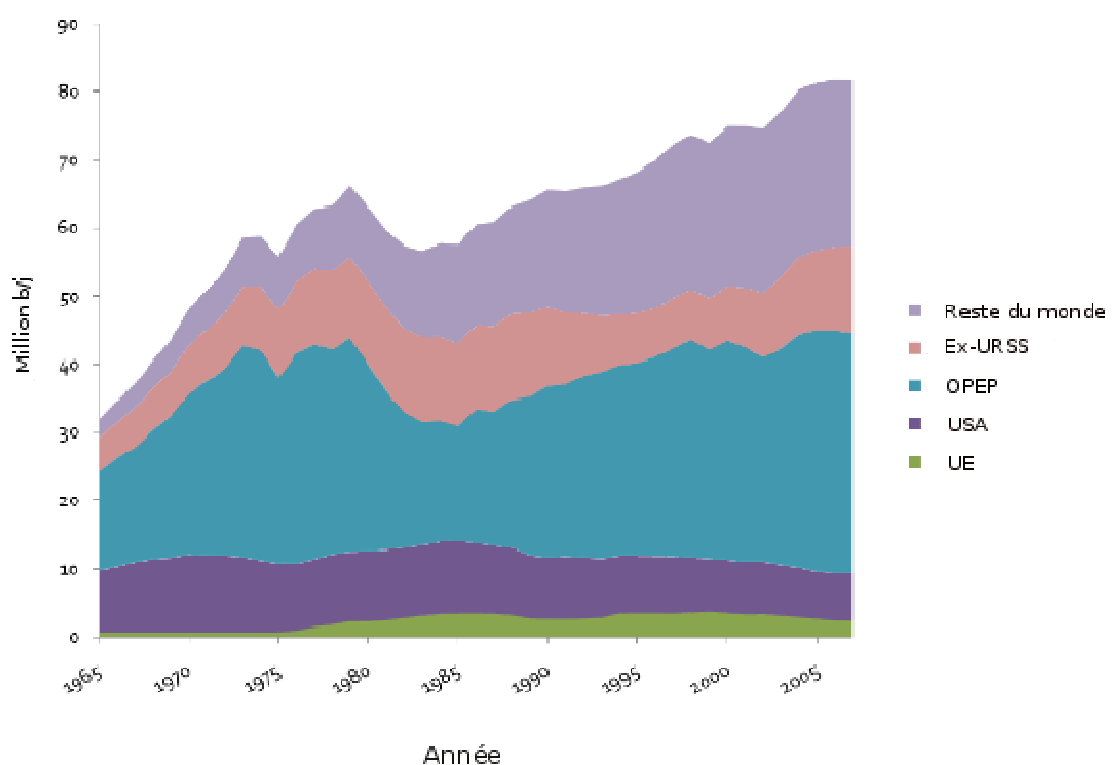
Bien que le pétrole soit produit dans presque 100 pays, la majorité de la production se concentre sur quelques régions clés (figure 5.2). La dépendance croissante des pays importateurs de pétrole à un petit nombre de producteurs entraîne de réelles conséquences sur leur sécurité énergétique. La Figure 5.3 souligne la place prépondérante que l'OPEP occupe dans la production pétrolière mondiale et le déclin des États-Unis et de l'Europe. Selon les prévisions, cette tendance va se poursuivre (IEA, 2008).

Figure 5.2 Part de la production mondiale tous liquides par pays



¹⁴ Note : L'Agence internationale de l'énergie n'inclut pas les biocarburants dans les chiffres qu'elle publie dans le World Energy Outlook.

Figure 5.3 Part de la production pétrolière mondiale par région



Note : L'Union européenne exclut l'Estonie, la Lettonie et la Lituanie avant 1985 et la Slovénie avant 1991.

Source : BP (2008a; b)

La Table 5.1 classe les 49 premiers pays producteurs de pétrole, lesquels représentaient en 2007 98,9 % de la production mondiale. Cette table montre leur part dans la production mondiale et les changements survenus dans la production au cours des cinq dernières années. Ici, nous pouvons voir que les cinq premiers producteurs représentaient 43,4 % de la production mondiale en 2007 et que l'Arabie saoudite et la Russie contribuaient chacun pour 10 %. Parmi ces producteurs, les États-Unis ont vu leur production décliner dès le début des années 1970 et de récents rapports suggèrent que la Russie pourrait voir sa production décliner prochainement (Belton, 2008 ; Hoyos, 2008).

Table 5.1 : Les 49 premiers pays producteurs de pétrole représentant 98,9 % de la production mondiale

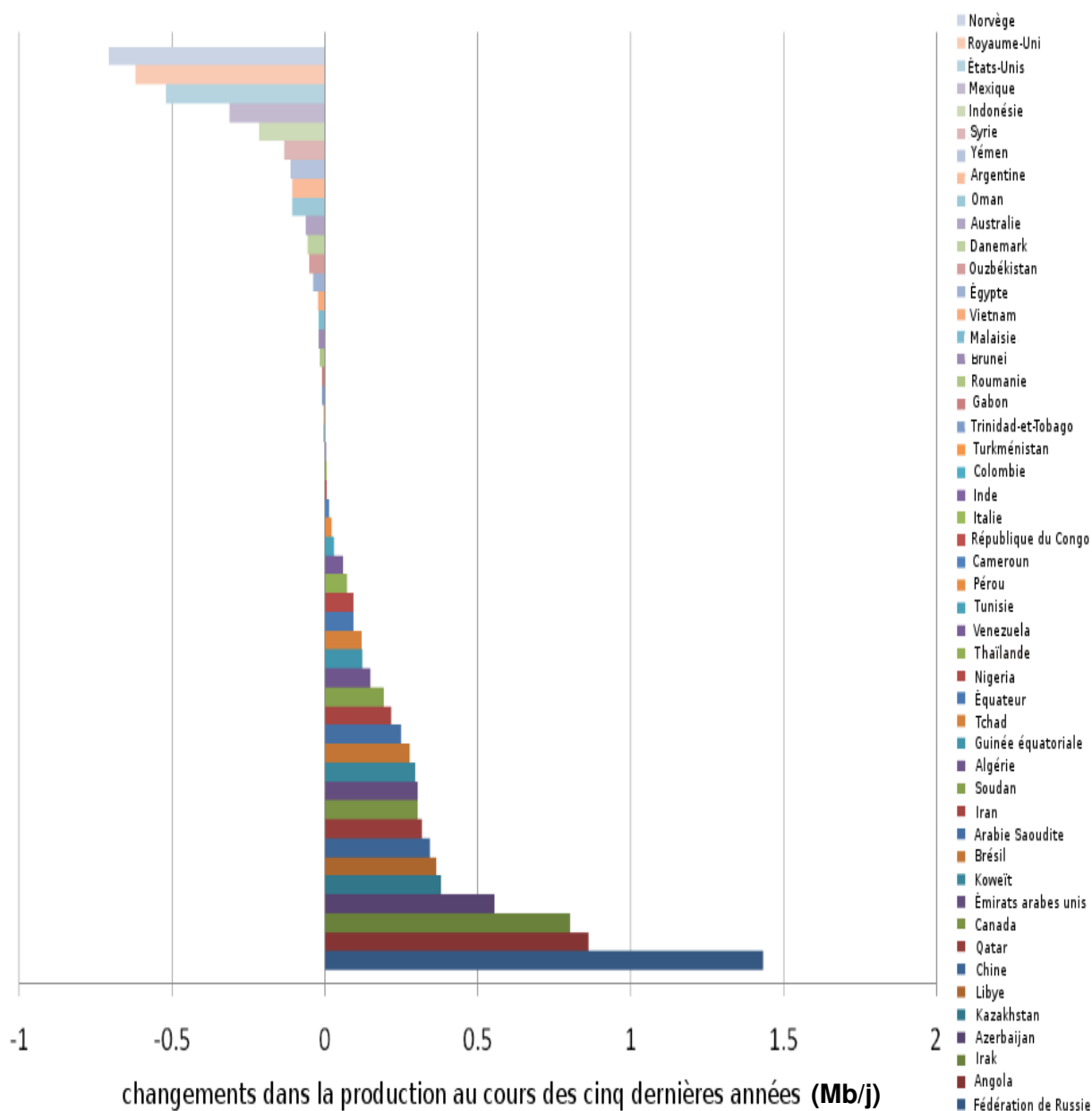
Pays (classés selon leur production de 2007)	Production en 2007 (Mb/j)	% du total global	% de changement au cours des 5 dernières années
Arabie Saoudite	10,4	12,8	2,4
Russie	10	12,2	14,4
USA	6,9	8,4	-7,6
Iran	4,4	5,4	5
Chine	3,7	4,6	9,1
Mexique	3,5	4,3	-9
Canada	3,3	4,1	9,2
Emirats Arabes Unis	2,9	3,6	10,4
Koweït	2,6	3,2	11,3
Venezuela	2,6	3,2	2,2
Norvège	2,6	3,1	-27,7
Nigeria	2,4	2,9	3,9
Irak	2,1	2,6	37,3
Algérie	2	2,5	7,4
Libye	1,9	2,3	19,6
Brésil	1,8	2,2	15,2
Angola	1,7	2,1	50
Royaume-Uni	1,6	2	-37,9
Kazakhstan	1,5	1,8	25,4
Qatar	1,2	1,5	26,5
Indonésie	1	1,2	-22,1
Azerbaïdjan	0,9	1,1	63,9
Inde	0,8	1	0,4
Malaisie	0,8	0,9	-2,8
Oman	0,7	0,9	-14,8
Égypte	0,7	0,9	-5,5
Argentine	0,7	0,9	-15,4
Colombie	0,6	0,7	-0,6
Australie	0,6	0,7	-11,3
Équateur	0,5	0,6	17,9
Soudan	0,5	0,6	42
Syrie	0,4	0,5	-33,9
Guinée équatoriale	0,4	0,4	33,4
Yémen	0,3	0,4	-33,2
Vietnam	0,3	0,4	-6,9
Danemark	0,3	0,4	-17,9
Thaïlande	0,3	0,4	23,5
Gabon	0,2	0,3	-4,5
Congo Brazzaville	0,2	0,3	3,3
Turkménistan	0,2	0,2	-2,1
Brunei	0,2	0,2	-10,2
Trinidad et Tobago	0,2	0,2	-6,4
Tchad	0,1	0,2	83,6
Italie	0,1	0,1	4,9
Pérou	0,1	0,1	19,2
Roumanie	0,1	0,1	-16,7
Ouzbékistan	0,1	0,1	-45,5
Tunisie	0,1	0,1	30,8
Cameroun	0,1	0,1	18,3
Autre	0,9	1,2	-2,9
Total	80,6	100	5,5

Source: BP (2008a; b)

Note : BP inclut le pétrole brut, les schistes bitumineux, les sables bitumineux et les LGN dans ses données de production.

La Figure 5.4 illustre les changements survenus dans la production au cours des cinq dernières années. Vingt-et-un pays ont enregistré une baisse de leur production durant cette période, dont de grands producteurs comme le Mexique et la Norvège. Vingt-huit pays ont enregistré une augmentation de leur production durant cette période, la plus importante étant réalisée par la Russie. Si la production russe va vers le déclin, l'équilibre de la production pétrolière mondiale pourrait être bouleversé.

Figure 5.4 : Changements survenus dans la production pétrolière au cours des cinq dernières années pour les 49 premiers producteurs



Source : BP (2008a ; b)

Table 5.2 : Liquides constituant la production de liquides pétroliers (kb/j)

Année	Pétrole brut et condensats ¹	LGN ²	Biocarburants ³	Gains de raffinage ⁴	Autres liquides ^{5,6}
2007	73012	7955	300	1900	1267
2006	73461	7795	200	1900	1187
2005	73737	7654	100	1900	1189
2004	72493	7393	100	1800	1319
2003	69434	7152	100	1800	1115

Table 5.3 : Liquides constituant la production de liquides pétroliers, exprimés en % du total

Année	Pétrole brut et condensats ¹	LGN ²	Biocarburants ³	Gains de raffinage ⁴	Autres liquides ^{5,6}
2007	86	9	0,36	2	1,50
2006	87	9	0,24	2	1,40
2005	87	9	0,12	2	1,41
2004	87	9	0,12	2	1,59
2003	87	9	0,13	2	1,40

Note :

^{1,2} Chiffres de l'EIA International Petroleum Monthly

^{3,4} Données de l'IEA Oil Market Report

⁵ Autres liquides : Liquides produits à partir de charbon, de schistes bitumineux, de composants non pétroliers au MTBE, d'Orimulsion et d'autres hydrocarbures.

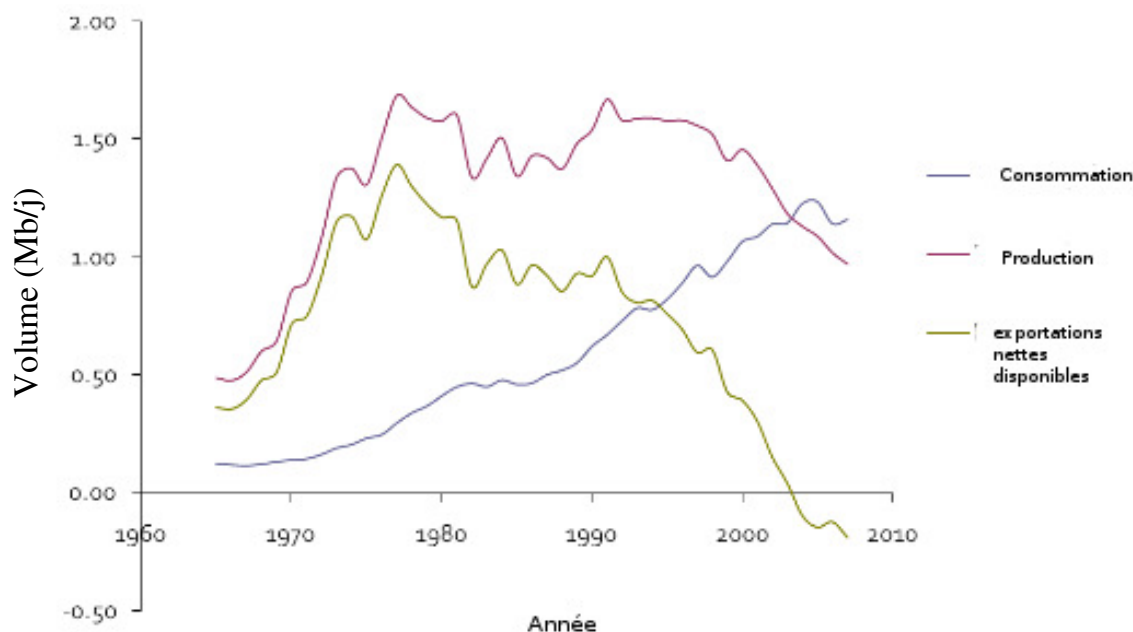
⁶ Autres liquides calculés en soustrayant des 'tous liquides' de l'EIA le pétrole brut, les condensats, les LGN, les biocarburants et les gains de raffinage.

5.3 Production nette/exportations nettes

Il est courant de se concentrer principalement sur la production mondiale ou sur l'offre mondiale de pétrole. Cependant, pour de nombreuses raisons, il serait plus approprié d'analyser les chiffres des exportations nettes.¹⁵

Ces dernières années, un grand nombre de pays exportateurs de pétrole ont enregistré une augmentation rapide de leur consommation pétrolière domestique qui a eu des conséquences incontestables sur les exportations de pétrole, en réduisant le volume total de pétrole disponible sur le marché mondial. Pour les régions dont la production pétrolière est en baisse, ces facteurs internes peuvent provoquer un déclin des exportations plus rapide que celui de la production nationale. En guise d'illustration, la Figure 5.5 présente la consommation, la production et l'exportation nette de l'Indonésie. Il est clair que, même si la production a été relativement stable entre 1980 et 2000, la consommation nationale a considérablement grimpé durant cette période. Une réduction du volume de pétrole disponible pour l'exportation s'en est suivie. En 2008, l'Indonésie est devenue importatrice nette de pétrole et ne remplissait donc plus les critères d'adhésion à l'OPEP. Cette hausse soutenue de la consommation nationale, alors que la production pétrolière nationale était en baisse, s'explique par la croissance de la population, une plus grande prospérité économique et le subventionnement des prix des combustibles, en particulier pour les transports. Cette combinaison de facteurs est courante dans de nombreux pays exportateurs de pétrole et contribue à augmenter la demande nationale tout en interférant avec les signaux prix qui pourraient, dans le cas contraire, encourager une réaction de la demande.

Figure 5.5 : Indonésie : production de pétrole, consommation de pétrole et pétrole net disponible pour l'exportation

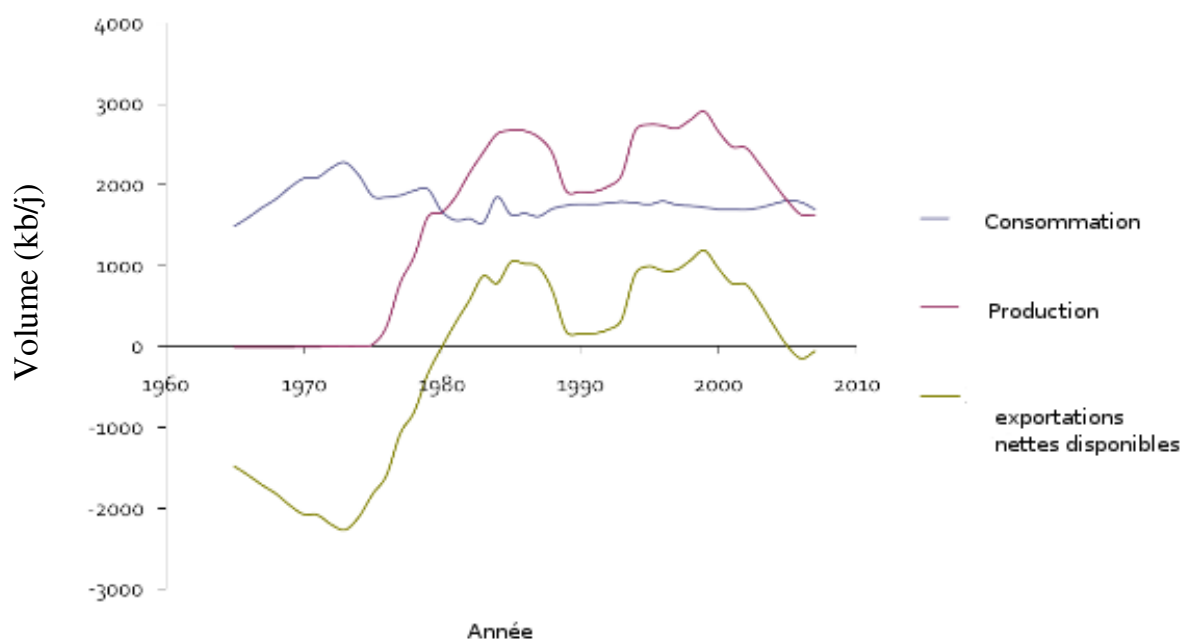


Source : BP Statistical Review 2008

¹⁵ Toutes les figures qui suivront se référeront au pétrole net disponible, une quantité évaluée simplement, en effectuant la différence entre la production et la consommation d'un pays ou d'une région ; les données BP Statistical Review 2008 furent utilisées. Ces figures ne tiennent donc pas toujours compte de certains aspects, tels que les volumes maintenus en tant que réserves stratégiques ou la balance des produits pétroliers.

Le cas du Royaume-Uni vaut également la peine d'être étudié. La Figure 5.6 illustre la production, la consommation et le pétrole net disponible pour l'exportation depuis 1970 au Royaume-Uni. Elle révèle que la consommation est restée relativement stable durant cette période, en partie en raison de la stabilité de la population, de l'augmentation des taxes sur les carburants et du remplacement du pétrole dans la majorité des secteurs autres que celui des transports. Par conséquent, la récente diminution du pétrole disponible pour l'exportation est principalement due à la baisse de la production. Lorsque la production nationale et la consommation convergent, les exportations nettes de pétrole chutèrent rapidement jusqu'à zéro. En juin 2007, le Royaume-Uni est devenu importateur net.

Figure 5.6 : Royaume-Uni : production, consommation et pétrole net disponible pour l'exportation



Source : BP Statistical Review

Une inquiétude pour les pays importateurs de pétrole est que bon nombre des principaux pays exportateurs sont dans une situation semblable à celle de l'Indonésie : croissance démographique, prospérité économique grandissante et régimes de subsides des carburants. Si la consommation des pays exportateurs augmente considérablement, le pétrole disponible pour l'exportation pourrait atteindre son pic avant que la production mondiale de pétrole n'atteigne le sien, et décliner plus rapidement par la suite.

6 Résumé

Comprendre et prévoir l'offre future de pétrole nécessite une analyse en profondeur des données de production et de réserves. Ces données sont collectées et publiées par plusieurs organisations. Elles sont sujettes à des interprétations et incertitudes différentes. Les conclusions de telles études dépendent en grande partie de la précision et de la fiabilité des données utilisées. Les discussions autour de telles données sont chose courante dans le débat sur le pic pétrolier.

Ce rapport a défini une grande partie des termes utiles pour interpréter les données de l'industrie pétrolière (chapitre 2), a résumé et comparé les principales sources de données (chapitre 3), a souligné les difficultés particulières à interpréter les estimations de réserves ainsi que les divergences entre les différentes sources (chapitre 4), et a résumé quelques informations de base concernant le profil de la production pétrolière mondiale (chapitre 5). Les thèmes récurrents de ce rapport sont le manque de définitions normalisées, les prises en compte différentes des divers types de liquides dans les chiffres, le grand degré d'incertitude concernant de nombreuses données, l'absence de vérification par des tiers et le besoin implicite de méthodes de comptabilisation des données davantage standardisées. De manière générale, l'état actuel des données relatives à l'industrie pétrolière mondiale n'est pas du tout satisfaisant et ouvre la voie à la confusion et au désaccord. Malheureusement, il y a peu de chances que la situation s'améliore dans un futur proche.

7 Références

- AEUB. (2005). "Alberta's Energy Reserves 2005 and Supply/Demand Outlook 2006-2015." Alberta Energy and Utilities Resources Board.
- Belton, C. C., E.;. (2008). "Russian oil at its peak, says Dudley." *Financial Times*.
- Bentley, R. W., S. A. Mannan, and 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.
- BP. (2008a). "BP Statistical Review of World Energy." BP: London.
- BP. (2008b). "Statistical Review of World Energy 2008 ". BP plc: London.
- Campbell, C. J. and S. Heapes. (2008). *An atlas of oil and gas depletion*. Huddersfield: Jeremy Mills Publishing.
- Cleveland, C. J. (1992). "Energy surplus and energy quality in the extraction of fossil fuels in the U.S." *Ecological Economics*, 6:2, pp. 139-62.
- Cleveland, C. J., R. K. Kaufmann, and D. I. Stern. (2000). "Aggregation and the role of energy in the economy." *Ecological Economics*, 32, pp. 301-17.
- Connor, S. (2008). "Oil shortage a myth, says industry insider." *Independent*.
- Cronquist, C. (1991). "Reserves and probabilities - synergism or anachronism?" *Journal of Petroleum Technology*, 43:10, pp. 1258-64.
- EIA. (1998). "Monthly Energy Review - September." Energy Information Administration: Washington D.C.
- EIA. (2006). "Definitions of Petroleum Products and Other Terms." U.S. Energy Information Administration: Washington DC.
- EIA. (2008a). "International Petroleum Monthly." Energy Information Admin.
- EIA. (2008b). "What Fuels Are Made From Crude Oil?", Vol. 2008. EIA.
- Hoyos, C. B., J.;. (2008). "Fears Emerge over Russia's oil output." *Financial Times*.
- IEA. (2007a). "Oil Market Report: Annual Statistical Supplement." IEA: Paris.
- IEA. (2007b). *World Energy Outlook 2007: Intl Energy Agency*.
- IEA. (2008). "World Energy Outlook 2008." International Energy Agency, OECD: Paris.
- IEA. (2009). "Oil Market Report." 10 April. International Energy Agency.
- IHS. (2008). "Petroleum Exploration and Production Statistics." IHS.
- Karbus, S. (2004). "Conversion factors and oil statistics." *Energy Policy*, 32:1, pp. 41-45.
- Koppelaar, R. (2009). "Oilwatch Monthly February 2009." ASPO Netherlands.
- Leach, G. (1975). "Net energy analysis — is it any use?" *Energy Policy*, 3:4, pp. 332-44.
- Lenzen, M. and C. Dey. (2000). "Truncation error in embodied energy analyses of basic iron and steel products." *Energy*, 25:6, pp. 577-85.
- Miller, R. G. (2005). "Global oil supply to 2030." Unpublished Manuscript.
- Mills, R. M. (2008). *The myth of the oil crisis*. Westport, CT, USA: Praeger Publishers.
- Mitchell, J. (2004). "Petroleum reserves in question." Chatham House.
- OPEC. (2008). "OPEC Secretariat Web Page." Vol. 2008. OPEC: Austria.
- Pike, R. (2006). "Have we underestimated the environmental challenge?" *Petroleum Review*, June, pp. 26-27.
- Radler, M. (2007). "Oil, gas reserves inch up, production steady in 2007." *Oil & Gas Journal*, 105:48, pp. 22-23.
- Robelius, F. (2005). "Giant Oil Fields and Their Importance for Peak Oil." Licentiate thesis from Uppsala University.
- Smith, M. (2008). "EnergyFiles Forecasting Model - Oil production." EnergyFiles Ltd.
- WorldOil. (2007). "Operators ride the crest of the global wave." *World Oil*, 228:9, pp. 4.

Annexe 1 : Chimie des hydrocarbures

Certaines connaissances de base de chimie des hydrocarbures peuvent être utiles. Le terme « hydrocarbure » qualifie tout composé fait d'hydrogène et de carbone. Le carbone peut établir quatre liaisons chimiques, alors que l'hydrogène ne peut en établir qu'une seule. L'hydrocarbure le plus simple est le *méthane* CH_4 , dans lequel les quatre liaisons du carbone sont attachées à quatre atomes d'hydrogène. L'*éthane* C_2H_6 vient en seconde position. Il est utilisé à la fois comme carburant pour raffinerie ou matière première de base pour l'industrie chimique.

Une classe entière d'hydrocarbures peut être définie si on poursuit le mécanisme intellectuel utilisé pour passer du méthane à l'éthane. Ces molécules portent le nom de *paraffines* ou *alcanes* et sont des composés à chaîne droite ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$). Exemples : le *propane* (C_3H_8), le *butane* normal (C_4H_{10}) et le *pentane* normal (C_5H_{12}). Le qualificatif « normal » est nécessaire dans la mesure où il existe différentes manières d'arranger les atomes dans des composés tels que le butane. L'*iso-butane*, disposant d'une structure ramifiée, est une autre combinaison possible. L'*iso-pentane* s'appuie sur le même type de structure. Ces composés linéaires et ramifiés ont la même formule chimique, mais s'évaporent à des températures différentes, ont une densité qui leur est propre (puisqu'ils occupent différemment l'espace), et provoquent des réactions chimiques différentes.

Les *naphènes*, appelés également cycloparaffines ou cyclo-alcanes, sont des composés circulaires ou cycliques, contrairement aux chaînes de paraffine. Lorsque cinq atomes de carbone forment un cycle, le composé correspondant est un cyclopentane (C_5H_{10}). Il y a moins d'atomes d'hydrogène dans ce composé que dans le pentane lui-même. En combinant les paraffines et les naphènes, il est possible de créer une variété infinie de composés.

Il est possible de créer des composés avec deux atomes de carbone et seulement quatre atomes d'hydrogène au lieu de six. Cela est possible lorsque les atomes de carbone sont reliés par une *double* liaison. Le composé qui en résulte est appelé *éthylène* (C_2H_4). De manière similaire, on parlera de propylène (C_3H_6) et de butylène (C_4H_8). Les composés de cette famille sont désignés sous le terme d'*oléfines* ou *alcènes* et correspondent à la formule générale : C_nH_{2n} . Une différence importante par rapport à un composé de paraffine saturé est qu'il y a deux atomes d'hydrogène en moins. Une double liaison est plus faible qu'une liaison simple, rendant ces composés instables. Par conséquent, ils se lient facilement avec d'autres composés ou éléments. Par exemple, les molécules d'éthylène peuvent se lier entre elles pour former du polyéthylène.

Les composés *aromatiques* possèdent des liaisons doubles à l'intérieur de la structure circulaire de type naphène. Les liaisons à l'intérieur du cycle sont alternativement simples et doubles. L'exemple principal est celui du benzène (C_6H_6). Le toluène (C_7H_8) est un composé similaire dans lequel un atome d'hydrogène a été remplacé par le radical *méthyle* CH_3 . De la même façon, le xylène (C_8H_{10}) est obtenu par remplacement de deux atomes d'hydrogène par CH_3 . Le benzène est un élément courant pour élaborer des composés dans l'industrie chimique.

Annexe 2 : Produits pétroliers

Les principaux produits de l'industrie pétrolière peuvent être répartis en trois grands groupes : les carburants, les produits finis à usages autres que carburants et les matières premières pour la chimie. Les produits pétroliers sont utilisés comme composants principaux pour créer une multitude de produits tels que fertilisants, pesticides, peinture, cires, diluants, solvants, produits de nettoyage, détergents, réfrigérants, antigels, plastiques et fibres synthétiques. Environ 90% des produits pétroliers utilisés en Grande-Bretagne sont des carburants, l'essence représentant 30 % du total.

Le paragraphe suivant présente brièvement les principales catégories de produits.

Les carburants

Le *propane* (C_3H_8) : gazeux à température normale, mais habituellement transporté et stocké sous pression sous forme liquide (gaz de pétrole liquéfié ou GPL). Il est principalement utilisé dans le domaine industriel et parfois domestique pour le chauffage et la cuisine.

Le *butane* (C_4H_{10}) : Utilisé en tant que GPL pour des usages domestiques et également comme composant de l'essence pour accroître la tension de vapeur saturante.

Le *naphtha* : Distillats pétroliers dont le point d'ébullition est généralement en dessous de 200°C et surtout utilisés en tant que matières premières pour d'autres procédés de raffinage.

L'*essence d'aviation* : Hydrocarbure léger prévu pour être utilisés en aviation par des moteurs à piston, aussi bien dans les airs que sur la terre ou sur les eaux. Afin d'obtenir les performances escomptées lors de la combustion, il est nécessaire de le mélanger à certains hydrocarbures (iso-pentane, alkylates, etc.)

L'*essence* : Formée à partir d'un mélange d'huiles hydrocarbonées légères et utilisée comme carburant pour les moteurs à explosion autres que les moteurs d'avion. Les deux principales variables de l'essence sont :

- 1) *pression de vapeur saturante* : mesure de la pression qu'exercent les vapeurs émises par un liquide lorsque les phénomènes d'évaporation et de condensation sont en équilibre (normalisée à 60°C),
- 2) *indice d'octane* : mesure estimant la résistance qu'oppose l'essence à s'enflammer spontanément (provoquant une détonation) lorsqu'elle est comprimée dans le moteur (Leffler, 1985).

Les caractéristiques requises de l'essence sont obtenues grâce aux additifs et aux mélanges.

Le *kérosène* : En termes de poids et de volatilité, le kérosène est intermédiaire entre l'essence et le gasoil. Il en existe deux catégories : *carburant pour turbines d'avion* et *mazout de chauffage*. Le premier est utilisé par les moteurs à turbines des avions, alors que le deuxième est utilisé pour le chauffage domestique. La teneur en soufre du kérosène est généralement inférieure à 0,05% ; celle du mazout de chauffage approche les 0,02%.

Le *gasoil/carburant diesel* : Peut être divisé en trois catégories. Le gasoil routier, utilisé pour les moteurs à allumage par compression des véhicules soumis au droit d'accise ; le gasoil,

utilisé en tant que combustible pour les chaudières à brûleur, pour les turbines à gaz industrielles, et comme gasoil routier pour les véhicules non soumis au droit d'accise ; le *diesel à usage maritime*, sorte de gasoil lourd, ou un mélange de gasoil et de fioul lourd, adéquat pour les moteurs diesel puissants utilisés dans la marine et l'industrie. Les deux principales variables du diesel sont : l'*indice de cétane*, qui est une mesure de la rapidité d'allumage ; et la *teneur en cire* qui est liée à la performance du carburant à basse température.

Le *fioul lourd* : Mélange lourd de résidus de pétrole utilisé dans les centrales électriques, les chaudières industrielles et les moteurs diesel marins de haute tenue. Le carburant à usage maritime est appelé *combustible de soute*. Le fioul lourd est extrêmement visqueux et doit généralement être préchauffé avant combustion. Auparavant, la teneur en soufre était élevée (surtout pour les combustibles de soute), mais tend à être de plus en plus réglementée au niveau mondial.

Les produits à usages autres que combustibles

Le *white spirit* : Un distillat hautement raffiné qui bout entre 150-200°C, utilisé comme solvant pour peinture et dans le domaine du nettoyage à sec.

L'*essence industrielle* : Coupes pétrolières raffinées qui ont une gamme de températures d'ébullition allant jusqu'à 200°C en fonction de leur usage. Par exemple : extraction d'huiles végétales, solvants pour caoutchouc, parfum, etc.

Les *lubrifiants* : Distillats lourds raffinés obtenus à partir de la distillation sous vide de résidus de pétrole. Les lubrifiants sont répertoriées selon leur viscosité, qui varie fortement selon l'application, et selon leur indice de viscosité, qui indique comment la viscosité change avec la température.

Le *bitume* : Résidus restant après la production des distillats lubrifiants et du gazole sous vide. Principalement utilisé dans la construction de routes et de bâtiments.

La *cire de pétrole* : Comprend la paraffine, un matériau hydrocarboné blanc cristallin à faible teneur en huile, normalement obtenue au cours du raffinage de distillats de lubrifiants. Utilisée pour la fabrication de bougies, de cire, de récipients alimentaires, d'emballages, etc.

Le *coke de pétrole* : Matière solide dont l'utilisation comprend notamment la fabrication d'électrodes. Une partie de ce produit est utilisée comme combustible, essentiellement dans la production du ciment.

Annexe 3 : Raffinage du pétrole brut

Le raffinage du pétrole brut pour obtenir des produits pétroliers est une activité complexe qui implique une multitude de procédés industriels. La première étape consiste à diviser le produit de départ, généralement constitué d'un mélange de pétroles bruts qui proviennent de diverses sources, en fractions ayant des points d'ébullition différents. Pour ce faire, on utilise la *distillation*, soit atmosphérique ou sous vide. Chaque fraction est alors traitée différemment afin d'améliorer sa qualité pour en faire un produit commercialisable. Ces procédés de *conversion* incluent le *craquage*, qui permet de transformer les longues chaînes de molécules hydrocarbonées en composants plus légers, et l'*hydrotraitement*, qui permet d'ôter le soufre.

Les raffineries ont recours à de nombreuses manipulations, dont l'éventail dépend des propriétés des mélanges bruts et de la gamme des produits requis. Par conséquent, deux raffineries ne sont jamais semblables et peuvent différer considérablement du point de vue de leur complexité. Les raffineries les plus petites et les plus simples sont caractérisées par l'utilisation de procédés physiques de séparation, tels que la distillation, et un usage limité des procédés de conversion. Le terme américain pour ce type de raffineries est *hydroskimming*. Il fait référence à l'utilisation de l'hydrogène pour améliorer les distillats extraits du pétrole brut. Par contre, les raffineries *complexes* ont fréquemment recours aux procédés de conversion gourmands en énergie, comme l'hydrotraitement « intensif » et le craquage catalytique. Historiquement, le but était de maximiser la production des composés plus légers, à haute valeur ajoutée, tels que l'essence, et de minimiser l'obtention des produits lourds de faible valeur tels que le gasoil - bien que le passage de l'essence au diesel sur le marché de l'automobile dans de nombreux pays ait changé ces priorités.

Parfois, on distingue également un troisième type de raffineries *très complexes*, où des technologies de pointe sont utilisées, soit pour transformer les carburants résiduels (fiouls lourds) en composants plus légers, ou pour obtenir des matières premières pour la pétrochimie. La Table suivante donne un aperçu des principaux rendements pour chaque type de raffinerie :

Table A.3.1 Rendements typiques de différents types de raffineries exprimés en pourcentage

	Simple	Complexe	Très Complexe
Essence	30	50	65
Kérosène	10	19	20
Diesel	20	17	25
Résiduel	35	20	0

Source: Leffler, 1985

La complexité d'une raffinerie est souvent exprimée par une valeur chiffrée qu'on appelle *facteur de complexité* (Leffler, 1985, p134). Une unité de distillation a, par définition, un facteur de complexité de 1. La complexité supplémentaire du reste de la raffinerie est calculée

en multipliant le facteur de complexité de chaque unité par son débit. Par exemple, l'hydrotraitement a un facteur de complexité de 0,5 et traite 35% du débit, soit un ajout de 0,175. Suivant cette logique, une raffinerie *hydroskimming* typique a un facteur de complexité d'environ 2,5. Par contre, une raffinerie complexe aura un facteur de complexité d'environ 9-10. À l'extrémité de la chaîne se trouvent les raffineries qui ont des installations permettant de produire des composés à haute valeur ajoutée, tels que les produits pétrochimiques. Par exemple, l'unité de récupération de composés aromatiques a un facteur de complexité de 33, bien qu'il ne traite qu'une petite portion du débit. Ce type de raffinerie peut avoir un facteur de complexité de 16.

Après distillation, les principaux procédés de raffinerie peuvent être répertoriés de la sorte :

- Le *craquage* (craquage thermique, catalytique, viscoréduction, craquage hydraulique, cokéfaction) : Ces procédés convertissent les grosses molécules d'hydrocarbure en composés plus petits.
- La *combinaison* (alkylation, polymérisation) : Ces procédés lient de petites molécules linéaires pour en former de plus grosses.
- Le *réarrangement* (reformage catalytique, isomérisation) : Ces procédés modifient l'arrangement des atomes des molécules d'hydrocarbure.
- Le *traitement* (hydrotraitement, traitement chimique) : Ces procédés ôtent le soufre ainsi que d'autres contaminants.
- Le *mélangeage* : Ces procédés mélangent des produits intermédiaires en quantités variables pour produire des produits finis ayant les spécifications requises.

De plus, il y a toute une série de manipulations secondaires telles que : traitement de l'eau, récupération du soufre, torchage, systèmes de carburant et procédés de combustion, et production d'hydrogène. Pour terminer, il y a des infrastructures pour charger et stocker le pétrole brut et les produits finis.