



RAPPORT

D'ENQUETE PUBLIQUE DU PARLEMENT

WALLON SUR LES LIENS ENTRE L'ECONOMIE

ET LE PIC PETROLIER, ET LES IMPLICATIONS

POUR LA WALLONIE

2014

Patrick Brocorens, ASPO.be
Michel Wautelet, ASPO.be
Pierre Serkine, Collège d'Europe, Bruges (2012-2013)



LE MOT DU PRESIDENT DU COMITÉ PIC DE PÉTROLE ET DE GAZ DU PARLEMENT WALLON

Le Comité Pic de Pétrole et de Gaz du Parlement Wallon a terminé ses travaux au terme de cette deuxième législature.

Depuis 2008, nous nous sommes efforcés d'étudier les conséquences d'un pétrole cher en particulier pour la Wallonie et ses habitants.

Sur le site du Parlement Wallon www.picsdepetroleetdegaz.be vous trouverez un ensemble de renseignements qui pourront vous être utiles dans vos recherches.

Nous avons voulu terminer cette législature en lançant une enquête dont vous trouverez ci-après la « substantifique moelle ».

Ce document de synthèse a été rédigé sous la direction de Monsieur Patrick Brocorens, Président d'ASPO.be, qui nous a accompagnés tout au long de nos recherches. Nous voulons lui dire un immense merci pour la disponibilité que le Bureau du Parlement wallon a pu apprécier à sa juste valeur. Merci aux services du Parlement wallon d'avoir soutenu nos démarches et d'avoir tenu à jour le site en y incluant une masse de renseignements particulièrement intéressants.

Même si la théorie du pic pétrolier reste sujette à contestation, chacun s'accorde à dire que le pétrole est un produit fini, limité dans le temps et que sa raréfaction au coût actuel posera pour l'avenir la question de sa substitution et des conséquences économiques auxquelles le monde devra faire face.

Il me reste à remercier celles et ceux qui ont témoigné d'un intérêt pour notre travail et en particulier les personnes qui ont participé à notre enquête et ont pris le temps d'enrichir nos connaissances.

Michel LEBRUN

Député wallon

**Président du Comité Pics de Pétrole et de Gaz
du Parlement wallon**

REMERCIEMENTS

Entre juillet et décembre 2013, le Comité pics de pétrole et de gaz du Parlement wallon a effectué une enquête publique sur les liens entre l'économie et le pic pétrolier, et les implications pour la Wallonie. ASPO.be a été chargé d'accompagner le déroulement de l'enquête, d'analyser les soumissions, et de rédiger le présent rapport de synthèse. J'ai eu le plaisir de diriger ce travail, auquel ont contribué **Michel Wautelet**, un autre membre d'ASPO.be, ainsi que **Pierre Serkine** pour l'analyse des soumissions liées à l'économie, et qui a par ailleurs également soumis une contribution à l'enquête. Je n'oublierai pas non plus Jean-Michel Renoirt, d'ASPO.be pour l'aide logistique apportée.

Je suis reconnaissant aux auteurs des soumissions à l'enquête pour avoir fourni le travail et les analyses indispensables à l'élaboration de ce rapport. Je tiens également à les remercier pour leurs commentaires pertinents effectués lors de la lecture de la première version du rapport, en particulier Jean Laherrère (ASPO France) pour sa relecture approfondie et ses nombreux commentaires.

Ce rapport n'aurait évidemment pas vu le jour sans l'enthousiasme de Michel Lebrun, Président du Comité pics de pétrole et de gaz du Parlement wallon, et l'intérêt de ses collègues du Comité pics de pétrole et de gaz du Parlement wallon, pour un sujet aussi porteur de conséquences à long terme pour la Wallonie que le pic pétrolier.

Pour finir, je tiens également à remercier Jean-Luc Bock, secrétaire du Comité pics de pétrole et de gaz du Parlement wallon, pour les nombreux échanges qui ont permis à ce travail de se dérouler dans les meilleures conditions.

Patrick Brocorens
Président d'ASPO.be

METHODOLOGIE

Plutôt que de diviser le rapport “par auteur”, nous avons opté pour une division par thème, ce qui évite les redondances et assure un fil conducteur au document. Le rapport présente deux grandes parties (“Le pic pétrolier” et “Conséquences et Solutions”), divisées en chapitres principaux se terminant généralement par une série de recommandations émises par les auteurs et destinées aux personnalités politiques. Un résumé analytique reprend les points clés du document.

Le rapport se base sur les soumissions écrites et l’audition effectuée au Parlement wallon dans le cadre de cette enquête. Cependant, certains points abordés nécessitaient des clarifications. Nous avons donc utilisé des documents supplémentaires, rédigés par les auteurs des soumissions, ou plus rarement de personnes n’ayant pas contribué à l’enquête. Nous avons également ajouté des aspects qui avaient été abordés lors de l’audition au Parlement Wallon de Jean-Michel Renoirt et moi, en mars 2013. Pour maintenir une cohérence d’analyse, nous avons trouvé utile de comparer les prévisions que nous avons présentées alors, avec celles fournies par certains auteurs des soumissions. Une première version du rapport a ensuite été envoyée aux auteurs pour commentaires.

Pour chaque auteur, nous avons indiqué un bref *curriculum vitae* en début du rapport, ainsi que les titres de leurs soumissions. Nous avons veillé à citer et référencer correctement les auteurs et à conserver le contexte de leurs propos. Il se peut néanmoins qu’il y ait des erreurs ou des oublis. Nous avons également dû faire une sélection parmi tous les aspects que les auteurs ont abordés. Qu’ils veuillent bien nous en excuser. Nous encourageons dès lors les lecteurs de ce rapport à lire les soumissions écrites et le compte-rendu de l’audition du Parlement wallon, pour avoir une idée plus complète de la position des contributeurs à cette enquête.

Patrick Brocorens
Président d’ASPO.be

Les commentaires et questions sont les bienvenues et doivent être adressées à:

Pour des questions relatives au travail du Comité pics de pétrole et de gaz du Parlement wallon :

M. Michel LEBRUN, Président du Comité « Pics de pétrole et de gaz » (2008-2014)

Email: mlebrun@skynet.be

ou

M. Jean-Luc BOCK, Secrétaire du Comité « Pics de pétrole et de gaz »

Email : cppg@parlement-wallon.be

Pour des questions relatives au rapport :

Patrick BROCORENS

Président d'ASPO.be

19, Avenue Maistriau

7000 Mons

Belgique

Téléphone: 065/37.38.67

Email: patrick.brocorens@umons.ac.be

A PROPOS D'ASPO

L'Association for the Study of Peak Oil and Gas (ASPO) fut fondée par le géologue Colin Campbell et le physicien Kjell Aleklett.

Colin J. Campbell : "C'est en Allemagne qu'ASPO a vu le jour. Le 07 décembre 2000, j'ai eu le privilège de donner une présentation sur la déplétion pétrolière à l'antique université de Clausthal dans le massif montagneux du Harz. L'idée de former une institution ou un réseau de scientifiques préoccupés par le sujet commença à germer. Le jour suivant, je présentai l'idée au Professeur Wellmer, directeur du BGR à Hanovre, et celui-ci m'apporta son soutien. Les suivants à se joindre au projet furent les Norvégiens, puis les Suédois. Aujourd'hui, ASPO est représentée dans presque tous les pays européens."

ASPO constitue un réseau de scientifiques, de professionnels du pétrole et autres, intéressés par l'évaluation de la date et de l'impact du pic et du déclin de la production mondiale de pétrole et de gaz. Ce réseau fut fondé pour combler le manque de connaissances, de recherches scientifiques, et de prise de conscience sur les pics pétrolier et gazier, afin que les hommes politiques, l'industrie et les citoyens puissent anticiper et gérer plus efficacement les conséquences économiques et sociales. De nombreuses personnes intéressées par le pic pétrolier se retrouvent à présent au sein d'ASPO, étant donné qu'il s'agit probablement du seul réseau mondial dédié spécifiquement à ce sujet aussi crucial pour l'Humanité.

Il n'est donc pas étonnant que certaines soumissions à l'enquête publique du Parlement wallon proviennent de membres de sections ASPO d'autres pays. Chaque section nationale d'ASPO est indépendante des autres, et étant donné la complexité du sujet, chaque membre peut avoir un point de vue particulier sur les deux principaux champs d'études que sont l'étude de la disponibilité des ressources en hydrocarbures, et l'analyse des conséquences du pic de production sur nos sociétés.

L'idée de fonder une section belge de l'ASPO vit le jour en 2007. Les premières actions furent d'envoyer aux autorités belges une résolution reconnaissant le défi posé par le Pic du pétrole, et le besoin pour la Belgique d'établir un plan de réponse et de préparation. Aujourd'hui, les parlements des trois régions ont leur résolution pic du pétrole, le Parlement wallon a son Comité Pics de pétrole et de gaz, la Belgique a accueilli la 9ème conférence internationale de l'ASPO en 2011, et des recherches sur le pic pétrolier sont financées.

Pour davantage d'informations,

sur ASPO International : www.peakoil.net

sur ASPO.be: www.aspo.be

LISTE DES AUTEURS ET SOUMISSIONS À L'ENQUÊTE PUBLIQUE

Dans ce rapport, les personnes ou organisations ayant contribué à l'enquête publique, dénommées « auteurs » par la suite, ont été réparties en quatre catégories :

- secteur pétrole et gaz au sens large ;
- association ;
- économistes et ingénieurs ;
- particuliers.

Pour chaque auteur, un bref *curriculum vitae* est indiqué, ainsi que les références de(s) soumission(s). Dans le texte, les références apparaissent sous forme raccourcie, par exemple « Soumission Campbell ». Le lecteur est dès lors invité à consulter la section ci-dessous s'il désire obtenir la référence complète.

Secteur Pétrole et Gaz

Bauquis, Pierre-René, dispose d'un Master de l'Ecole Nationale Supérieure de Géologie (1964) et d'un Master de l'ENSPM (Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs) (1966) en section Economie et Management. Après cinq ans à l'Institut Français du Pétrole (IFP), en tant qu'économiste de l'énergie et professeur, il travailla pendant 30 ans pour TOTAL. Après 20 ans de responsabilités dans le secteur du gaz naturel, Bauquis fut nommé successivement Directeur pour la Mer du Nord, Directeur de Stratégie et Planification, et finalement Directeur Gaz, Electricité et Charbon. De 1995 à fin 2001, il a été conseiller du président du groupe, Thierry Desmarest. Il est actuellement Professeur adjoint de l'ENSPM (IFP School), Professeur à TPA (TOTAL Professeurs Associés), et membre d'ASPO France. Il est l'auteur d'un livre détaillant les technologies pétrolières "Pétrole et Gaz naturel : Comprendre l'avenir" aux éditions Hirlé (2004). Il a également publié le livre "Parlons gaz de schiste en 30 questions" aux éditions La Documentation française (2014), qui reprend une partie des informations qu'il a exposées lors de son audition au Parlement wallon.

Audition Bauquis : Audition du Parlement wallon du 21 novembre 2013 : C.R.I.C. N° 33 (2013-2014), les gaz et pétroles dits de schiste ; Diapositives de la présentation : Les pétroles et gaz de roches-mères. Quels impacts sur notre avenir énergétique ?

Campbell, Colin, est géologue de l'Université d'Oxford (1954). Il effectue ensuite un doctorat sur la géologie de l'Irlande et de Bornéo. Il rejoint l'industrie pétrolière en 1958 en tant que géologue de terrain à Trinidad, en Colombie, et en Nouvelle-Guinée, avant de passer au management, travaillant dans sa carrière pour Texaco, BP, Amoco et Pétrofina, ainsi que pour de petites compagnies pétrolières indépendantes. Son dernier poste est celui de Vice-Président exécutif pour Fina en Norvège. Après sa retraite en 1989, il est consultant pour des compagnies pétrolières et des gouvernements. Il aide aussi à fonder ASPO, à la suite d'une conférence à l'Université d'Uppsala. Il a donné plus d'une centaine de conférences sur la

déplétion pétrolière, a écrit de nombreux articles pour des revues scientifiques et pour la presse, et il est l'auteur de six livres, dont *Oil Crisis* (2005) et *An Atlas of Oil and Gas Depletion* (2008) ; une mise à jour de l'atlas est publiée par Springer sous le titre *Campbell's Atlas of Oil and Gas Depletion* (2013).

Soumission Campbell: *The Oil Age in Perspective*, 2013

Durand, Bernard est Ancien directeur de la Division Géologie-Géochimie de l'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN), ancien directeur de l'Ecole nationale supérieure de géologie (ENSG), ancien président du Comité Scientifique de l'European Association of Petroleum Geoscientists and Engineers (EAGE), membre d'ASPO France et du Comité Scientifique de l'association Sauvons le Climat (SLC).

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

Fédération Pétrolière Belge (FPB). La FPB est le porte-parole officiel des principales compagnies pétrolières actives dans les domaines du raffinage et de la distribution en Belgique. Elle assume ce rôle vis-à-vis des autorités publiques, des associations et du public, dans les matières d'intérêt commun pour le secteur. La FPB compte 12 membres (3 raffineries, 7 sociétés de distribution, 3 sociétés de stockage). La FPB couvre ainsi 100 % de la capacité de raffinage et près de 80 % de la vente de carburants et combustibles en Belgique. Jean-Louis Nizet en est le secrétaire-général depuis le 1er octobre 2009. Nizet est ingénieur civil physicien de formation, Il a débuté sa carrière en tant qu'assistant et ingénieur de recherches à l'Université de Liège, au sein des départements de mécanique de fluides et de thermodynamique. Il a ensuite rejoint le laboratoire central de Solvay à Bruxelles, où il a dirigé l'équipe de développement de pièces techniques en matière plastique pour l'industrie automobile, et pour laquelle il a eu l'occasion de travailler à Detroit aux Etats-Unis. En 1991, Jean-Louis Nizet a rejoint la société Mobil Plastics Europe à Virton où il a évolué dans diverses fonctions techniques et opérationnelles, tant au niveau belge qu'européen. En 2000, après la fusion d'Exxon et Mobil, il a été nommé directeur du site de Virton, leader européen de la production de films plastiques en polypropylène. En octobre 2006, Jean-Louis Nizet a rejoint la Fédération Pétrolière Belge, où il a pris la fonction de conseiller en économie, fiscalité et politique énergétique. Il a été nommé secrétaire-général de la Fédération Pétrolière Belge le 1er octobre 2009. Depuis il est notamment administrateur de la Fédération des Entreprises de Belgique.

Soumission FPB: *Contribution de la Fédération Pétrolière Belge à l'enquête publique menée par le Parlement wallon au sujet du pic pétrolier et de ses liens avec l'économie*, 2013.

Hughes, David, est géoscientifique, et a étudié les ressources énergétiques du Canada pendant près de quatre décennies, dont 32 ans au Geological Survey of Canada comme scientifique et directeur de recherche. Il a développé le National Coal Inventory pour déterminer la disponibilité et les contraintes environnementales associées aux ressources en

charbon du Canada. En tant que Team Leader for Unconventional Gas on the Canadian Gas Potential Committee, il a coordonné la publication récente d'une évaluation exhaustive du potentiel en gaz naturel non conventionnel du Canada. Pendant la dernière décennie, il a mené des recherches, publié, et enseigné sur les problèmes énergétiques globaux et de soutenabilité en Amérique du Nord et au niveau international. Il est attaché au Post Carbon Institute et son travail a été repris par la presse populaire, la radio, la télévision et d'autres médias. Il est actuellement Président du Global Sustainability Research Inc., un groupe de consultance dédié à la recherche sur les problèmes énergétiques globaux et de durabilité.

Soumission Hughes(1): J. David Hughes, Drill, Baby, Drill – Can unconventional fuels usher in a new era of energy abundance? Post Carbon Institute, 2013.

Soumission Hughes(2): The shale Revolution in North America: Myths and Realities, Beyond the Hype: Economics of Shale Gas in Europe, Presentation to the EU Parliament, 24 mai 2013.

Kopits, Steven, gère le bureau new yorkais de Douglas-Westwood, un bureau britannique de consultance en énergie, conseillant des compagnies de services pétroliers sur les différents continents. Il a témoigné devant l'US House of Representatives Energy and Power Subcommittee et écrit fréquemment sur des sujets ayant trait au pétrole et au gaz, pour un certain nombre de publications, dont Foreign Policy, Oil & Gas Investor, Oil & Gas Journal and World Oil.

Soumission Kopits: Oil Consumption and GDP Impacts for Europe, 15 décembre 2013.

Laherrère, Jean. Etudes : Ecole Polytechnique, Licence de Géologie, Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs. Vie active 1955-1991: Compagnie Française des Pétroles (devenu TOTAL), participe à l'exploration du Sahara et à la découverte d'Hassi Messaoud, Hassi R'Mel et Berkaoui, puis explore le Simpson desert (Australie). Vice Président Exploration de la Compagnie Française des Pétroles (Canada) puis de TOPNA, Président de Total Eastcan: dirige l'exploration pour Total dans les bassins productifs et les zones frontières tel l'Arctique et le Labrador. Démarre l'exploration aux USA (Michigan). A Paris, il participe à l'exploration mondiale de la compagnie à travers différents postes, dirigeant les départements Négociation Affaires Nouvelles, Assistance technique et Recherche, Bureau des Bassins, Division Techniques de l'Exploration, Directeur Exploration Adjoint; Administrateur de nombreuses filiales TOTAL, de la Compagnie Générale de Géophysique - Petrosystems; Membre du "Safety Panel" de l'Ocean Drilling Program: ODP et JOIDES; Président de la Commission Exploration du Comité des Techniciens de la Chambre Syndicale du Pétrole (maintenant Union Française de l'Industrie du Pétrole), où il dirige l'édition d'une dizaine de manuels. Retraité depuis 1992, il a rédigé de nombreux articles et rapports (publiés par Petroconsultants et Petroleum Economist). Il a été membre du comité SPE/WPC (Society of Petroleum Engineers/World Petroleum Congress) pour la définition des réserves et de l'Atelier A1 "Le contexte International" du Groupe Energie 2010-2020 du Commissariat Général du Plan. Ses graphiques sont utilisés par l'AIE, World Energy Outlook 1998, et le Conseil Mondial de l'Energie 2000 "L'énergie pour le monde de demain -

nouvelles perspectives”. Il a présidé le panel Hydrates “Dream or realities” au Congrès mondial du Pétrole à Rio en 2002. Laherrère est également membre d’ASPO France.

Soumission Laherrère(1) : «Le chaos des réserves d’hydrocarbures : exemple : les dernières estimations de BP 2013 pour le gaz », Club de Nice, 28 novembre 2013.

Soumission Laherrère(2) : «Prévisions pétrole et gaz 1900-2100 », Clarmix GEP/AFTP, 22 octobre 2013.

Soumission Laherrère(3) : «Actualisation de la présentation Toulouse 26 Aout 2004 Journée d’Eté des Verts : Pic du pétrole et autres pics », Journées du parti EELV, Université de Marseille, 22 aout 2013.

Soumission Laherrère(4) : « Point de vue d’un géologue pétrolier», table ronde sur les gaz de schiste, Club de Nice, 5 décembre 2012.

Soumission Laherrère(5) : « Point de vue d’un géologue pétrolier», table ronde sur la Méditerranée orientale, Club de Nice, 4 décembre 2012.

Soumission Laherrère(6) : « Point de vue d’un géologue pétrolier», table ronde sur l’Arctique, Club de Nice, 4 décembre 2012.

Miller, Richard est consultant pétrolier. Géologue, il obtient sa licence en 1973 et son doctorat en 1982. Il travaille d’abord dans les mines de roches dures, d’or et d’uranium, puis comme géochronologiste académique, avant de rejoindre BP en 1985, comme géochimiste du pétrole. Il est retraité de BP depuis 2008. Il étudie le problème du pic du pétrole depuis 1991, quand BP demande de concevoir une façon géochimique totalement nouvelle d’estimer les ressources globales en pétrole. Ce travail fut publié en 1992. En 2000, il crée, pour BP, une projection globale de la demande et de l’offre de pétrole jusqu’en 2030. Ce modèle fut revu annuellement jusqu’à son départ de BP. Le modèle est la propriété de BP et n’a donc pas été publié. Néanmoins, Miller le met à jour annuellement. Depuis son départ de BP, Miller s’est consacré au problème de l’offre future de pétrole, par des articles et conférences, ainsi qu’à la radio et la télévision. Il fut actif à l’Oil Depletion Analysis Centre (ODAC), jusqu’à sa dissolution, il y a deux ans. Miller fut l’auteur principal du rapport du gouvernement britannique “Global Oil Depletion”, en 2009. Récemment, il fut l’éditeur invité de “The Future of Oil Supply”, publié par la Royal Society of London, en janvier 2014.

Soumission Miller et Sorrell: réimprimé et adapté pour l’enquête publique à partir de: Miller, R.G. and Sorrell, S.R., 2013. Introduction: The future of oil supply. Dans “The Future of Oil Supply”, eds. R. G. Miller and S. R. Sorrell. Philosophical Transactions of the Royal Society Series A (Phil. Trans. R. Soc. A 2014 372, 20130301), published 2 December 2013.

Rossi, Carlos A. (1960) est Vénézuélien/Italien, économiste en énergie, avec une licence de l’American University à Washington et une maîtrise d’Economie Internationale de l’University of Sussex. Rossi a travaillé comme analyste financier à la Corporación Andina de Fomento, Attaché à l’Embassade du Venezuela à Washington, et dans l’industrie pétrolière

pendant plus de quinze ans comme économiste dans les départements d'Exploration et Production de PDVSA, dans la Venezuelan Association of Hydrocarbons AVHI, et pour Repsol-YPF. Depuis mi-2012, Rossi est président et fondateur de Consultancy EnergyNomics de Venezuela XX1 C.A., dédié à la consultance sur les problèmes d'économie globale et d'énergie concernant le Venezuela. Il a été Professeur d'économie pétrolière et de Finances du développement à l'Universidad Central de Venezuela et de l'Armed Forces University UNEFA. Rossi a écrit et publié des articles techniques et de journaux, et quatre livres, dont *Caida y Auge de America Latina* (2000), qui traite de l'histoire du développement économique de l'Amérique latine après la deuxième guerre mondiale, *El Epilogo del Petróleo* (2007) (*The Completion of the Oil Era - 2010*) sur l'impact économique mondial du pic du pétrole et l'état des alternatives fossiles et non-fossiles, et *The Energy Within Economics & The Bubble Envelope theory for Human Prosperity* (2012, réédition 2013), sur l'importance de l'énergie dans les fonctions de l'économie.

Soumission Rossi : *The bubble envelope theory for human prosperity*, 2013.

Storme, Paul. Né en 1939, Storme a effectué ses primaires au Collège St Joseph à Mouscron, ses secondaires à St Jean Baptiste de la Salle à Bruxelles, puis Sciences Economiques et Financières à l'Universitaire Faculteiten Sint-Ignatius Antwerpen, aujourd'hui intégrée dans l'Universiteit Antwerpen. Storme est entré en 1962 chez J & P Catteaux, dont il en est à présent le dirigeant avec son frère Yves. La société J & P Catteaux est active depuis 125 ans en tant que grossiste indépendant dans le secteur du pétrole, du charbon et des pellets, avec des activités au Benelux, en France, Grande-Bretagne, Pologne, et Allemagne.

Soumission Storme

Associations

Apere : L'Association pour la Promotion des Energies Renouvelables (APERe asbl) mène depuis 1991 des actions de conseil et d'éducation pour un développement harmonieux des énergies renouvelables en Belgique. Avec ses membres et partenaires, l'APERe constitue un réseau académique, associatif et d'économie sociale dans le domaine de l'énergie durable. Notre expertise et nos outils sont mis à disposition des particuliers, des professionnels et des collectivités.

Soumission Apere : Contribution de l'APERe à l'enquête publique du Parlement wallon sur les liens entre l'économie et le pic pétrolier, et les implications pour la Wallonie – Décembre 2013

essenscia wallonie, la division régionale pour la Wallonie d'essenscia, la fédération belge des industries chimiques et des sciences de la vie, offre à ses membres, les entreprises wallonnes chimiques et des sciences de la vie, des informations, conseils et services de pointe dans les matières régionales wallonnes et communautaires francophones telles que l'environnement, la sécurité, la formation, l'enseignement, la R&D, l'emploi, l'énergie...tout

en assurant également la défense de leurs intérêts. Le secteur de la chimie et des sciences de la vie représente la deuxième activité industrielle de la Wallonie, soit près de 25% du chiffre d'affaires de l'ensemble de l'industrie manufacturière wallonne. L'industrie pharmaceutique est principalement implantée dans le Brabant wallon tandis que la chimie de base se situe essentiellement dans la province du Hainaut (triangle Feluy - Manage-Seneffe et Tertre). Ces deux régions concentrent à elles seules 70% des activités du secteur. La parachimie et la transformation des plastiques et caoutchouc sont partout présentes en Wallonie. essenscia wallonie rassemble plus de 200 entreprises.

Soumission essenscia : Contribution d'essenscia wallonie à l'enquête publique du Parlement wallon sur les liens entre l'économie et le pic pétrolier, et les implications pour la Wallonie, 2013.

Soumission essenscia (Cefic) : Cefic Position Paper, Les implications de l'exploitation du gaz de schiste pour les industries chimiques européennes (15 mars 2013).

IEW, la Fédération Inter environnement Wallonie est l'émanation d'associations qui travaillent à la préservation de l'environnement et qui défendent des choix citoyens et politiques respectueux de ce qui constitue notre patrimoine commun. La Fédération compte 150 associations membres. Depuis près de 40 ans, elle leur apporte conseils et soutien via son expertise, son service juridique, des formations thématiques, des supports de communication... Ancrée dans le local, IEW inscrit ses luttes dans l'ensemble des défis environnementaux globaux auxquels la société est confrontée. La Fédération se bat pour un développement durable et lutte contre les atteintes à l'environnement, que ce soit à l'échelon local, régional, fédéral, voire européen. Son action vise à faire intégrer l'environnement dans toutes les politiques sectorielles, à côté des dimensions sociale, économique et culturelle, notamment en faisant en sorte que l'environnement soit davantage inclus dans les textes légaux et les choix politiques. La Fédération est indépendante de toute organisation politique, philosophique et religieuse. Inter Environnement Wallonie structure son action autour de quatre axes stratégiques: le plaidoyer politique ; la dynamique fédérative ; la mobilisation citoyenne et les campagnes ; le renforcement des moyens qu'ils soient humains ou financiers. Site internet : <http://www.iew.be>

Soumission IEW: Contribution d'Inter-Environnement Wallonie à l'enquête publique du Parlement wallon sur les liens entre l'économie et le pic pétrolier, et les implications pour la Wallonie.

Economistes, Ingénieurs

Bentley, Roger, est chercheur visiteur attaché au Department of Cybernetics de l'University of Reading. Ses thèmes de recherche comprennent la déplétion globale des hydrocarbures, l'énergie solaire, et la problématique énergétique. Il a été membre de l'Oil Resources Group de l'University of Reading, qui a donné des présentations sur la déplétion pétrolière aux gouvernements, industrie, institutions de recherches et universités. En 2001/02, Dr. Bentley était Co-ordinateur de l'Oil Depletion Analysis Centre. D'autres postes occupés furent Head

of Research, Whitfield Solar Ltd.; Senior Research Fellow, University of Reading; Modelling Analyst, Thames Water Utilities; and Financial Analyst, Esso Chemicals. Dr. Bentley a environ 40 publications académiques.

Soumission Bentley(1): The price of oil should be no surprise, Petroleum Review, octobre 2012.

Soumission Bentley(2): Perspective in charts, contribution à l'enquête publique du parlement wallon, 2013

de Beer de laer, Hadelin, ingénieur civil mécanicien et éco-conseiller, licencié en gestion et bachelier en philosophie, s'est toujours intéressé aux questions énergétiques et aux défis de notre société. Son mémoire d'ingénieur portait sur le refroidissement des puits de gazéification souterraine du charbon, alternative au gaz de schiste à l'époque. Il a de plus écrit un livre "vie politique, vraie vie ?" qui fait le point sur les mécanismes politiques réels particulièrement en démocratie locale. Le lien entre les deux sujets est la volonté d'approcher la vérité ou le réel au plus près et d'en faire une explication pédagogique. Ayant travaillé au Bureau fédéral du Plan, avec pour tâche de traiter de l'énergie et du développement durable au sein de la task force développement durable, il y a étudié la notion de pic de pétrole, en confrontation avec la notion P/R (production sur réserve). Comme président du Service public fédéral de développement durable, il a commandé deux études scientifiques à deux équipes différentes sur la théorie du pic de pétrole (et de gaz). Constatant la difficulté pour des personnes revêches à l'art de l'ingénieur et à tout ce qui touche à la physique, de s'intéresser à et de comprendre le pic de pétrole, il a réalisé des petites vidéos, totalement amateur, qui décrivent à monsieur et madame "toutlemonde" les mécanismes de la nature provoquant le pic de pétrole. Il le fait à titre personnel et bénévole. Vu son expérience du monde politique, il étudie également comment fonctionne le lien entre science et politique (<http://www.etopia.be/spip.php?article2381>) et s'interroge sur ce qu'il faut faire pour que le monde politique et celui des médias se saisisse de la question du pic pétrolier.

Soumission de Beer de laer : Réponse à l'enquête publique sur le pic pétrolier et son influence sur l'économie wallonne, 2013.

Kumhof, Michael est adjoint en chef de la division modélisation du département recherche du FMI. Sa principale responsabilité est le développement du "global macroeconomic simulation model" du FMI. Ses intérêts de recherche concernent les effets macroéconomiques de la déplétion des énergies fossiles, la réforme bancaire et économique, et le rôle des inégalités économiques comme causes des crises. Kumhof a enseigné l'économie à la Stanford University de 1998 à 2004. Il a travaillé dans le corporate banking pour la Barclays Bank de 1988 à 1993. Ses travaux ont été publiés dans Journal of Monetary Economics, American Economic Journal: Macroeconomics, Journal of International Economics, Journal of Economic Dynamics and Control, Journal of Money, Credit and Banking, European Economic Review, et Journal of Macroeconomics, entre autres. Kumhof est citoyen allemand.

Kumhof (1): Jaromir Benes, Marcelle Chauvet, Ondra Kamenik, Michael Kumhof, Douglas Laxton, Susanna Mursula, Jack Selody, The future of oil: geology versus technology, IMF, June 4, 2012.

Kumhof (2): Michael Kumhof and Dirk Muir, Oil and the world economy: some possible futures. Phil. Trans. R. Soc. A 2014 372, 20120327, 2 December 2013.

Leboutte, Francis: Ingénieur civil chimiste et informaticien, Membre fondateur du mpOC (Mouvement politique des objecteurs de croissance).

Soumission Leboutte : Lettre au Parlement wallon dans le cadre de l'enquête publique sur les implications du pic pétrolier pour la Wallonie, 15 décembre 2013.

Possoz, Louis est ingénieur conseil retraité, spécialiste dans les domaines de l'énergie et en particulier de son usage dit rationnel. Il y a plus de 20 ans, il s'est engagé activement dans les débats scientifiques sur les moyens de produire plus d'énergie et/ou d'en consommer moins. Ce fut l'occasion de participer à la fondation du groupe ORMEE (Observatoire sur le Relais Médiatique des Enjeux Énergétiques). Devant l'évidence des perspectives (très) limitées des réponses techniques, il a ensuite élargi ses recherches du côté de l'économie, tant néoclassique (les modèles de croissance) qu'hétérodoxe (l'économie écologique), rejoignant au final nombre de physiciens dans leur analyse sur les limites physiques qui rendent illusoire l'idée de croissance matérielle exponentielle éternelle. Devant l'évidence des mythes que sont le découplage entre l'économie et l'énergie, la dématérialisation ou la société de services (sans croissance matérielle), il s'est alors associé aux démarches interdisciplinaires naissantes et a participé à la création du groupe de réflexion interdisciplinaire QuelFutur. L'objet actuel de leurs recherches vise à identifier les différentes pistes de réformes institutionnelles nécessaires et suffisantes pour permettre d'échapper à la spirale des crises environnementales, économiques et sociales. Convaincu de l'importance de la communication et de la vulgarisation scientifique, il assure ponctuellement des conférences et cours universitaires. Dans le même esprit, il anime le site Internet 'QuelFutur'. Pour le reste, grand-père heureux, il est également actif dans les milieux du vélo (Rando-Vélo), du bricolage (Repair-Café), du jardinage (potager collectif) et autres activités citoyennes qui s'avéreront indispensables lorsque la transition sera réellement engagée.

Soumission Possoz et al.(1) : Louis Possoz, Olivier Vermeulen, Olivier Parks, Pierre Courbe, Entre mythes et réalités : les constats, 2013.

Soumission Possoz et al.(2) : Louis Possoz, Olivier Vermeulen, Olivier Parks, Pierre Courbe, Quel rôle pour la recherche aujourd'hui ?, 2013.

Serkine, Pierre est un ingénieur et économiste français de 26 ans, spécialisé et passionné par la contrainte énergie-climat. Il a étudié en France, en Angleterre et en Belgique. Après une grande école d'ingénieur en France (Arts & Métiers ParisTech), où il a fait conjointement un double diplôme avec une université britannique et étudié la mécanique des fluides, il décide de faire un master d'économie appliquée à l'énergie et au changement climatique à

l'Université Paris-Dauphine. Il saisit l'opportunité d'un stage de fin d'études pour travailler au ministère de l'écologie français sur l'adaptation au changement climatique, et plus particulièrement sur la question de la maladaptation. Puis, conscient que le cadre général des politiques énergétiques et climatiques se discute principalement à Bruxelles, il choisit d'effectuer un master d'études économiques européennes au Collège d'Europe de Bruges. Là, il continue d'étudier l'énergie et le climat, et produit notamment un travail de recherche sur le pic pétrolier, les solutions technologiques de substitution au pétrole et les propositions alternatives à ces solutions, qui aboutit à son mémoire de fin d'études. Actuellement de retour en France après un passage de 5 mois dans les institutions européennes où il travaillait sur la diplomatie de l'énergie, du climat, de l'eau et des matières premières (Service Européen pour l'Action Extérieure), il pourrait bien se laisser tenter par un doctorat en économie...

Soumission Serkine : Pierre Serkine, Peak Oil: Assessment, Critique of the Current Solutions, and Proposition of Alternatives, Thesis for the Degree of Master of Arts in European Economic Studies (2012-2013), College of Europe, Bruges, Economics Department.

Vermeulen, Olivier est Diplômé ingénieur civil mécanicien en énergie en 2013, il a eu un parcours assez mouvementé en ce qui concerne ses études. En effet, en 2005, il est entré à l'UCL en première année d'ingénieur, mais suite à une opération au poignet il quitte son envie de mécatronique pour réaliser des études en médecine et rêve de devenir chirurgien orthopédique. Néanmoins, en premier master en médecine d'autres questions le rongent. Grâce à quoi la médecine que nous connaissons aujourd'hui tourne-t-elle ? D'où proviennent cette énergie et ces ressources consommées afin de nous guérir ? Et plus largement, afin de maintenir notre société dans une prospérité matérielle telle que nous connaissons à ce jour. De retour en ingénieur, le but est fort différent, comprendre les possibilités techniques et la physique de la thermodynamique afin de mieux comprendre les rouages de notre société. Il termine ses études d'ingénieur en réalisant un mémoire moins conventionnel, sur les impacts des limites de l'efficacité énergétique sur la production économique qu'il partage avec nous dans le cadre de cette enquête public du parlement wallon. Cette recherche de réponse à ses questionnements multiples l'a également amené à la vice-présidence de l'AGL (représentation étudiante de l'UCL) en charge du développement durable jusqu'à la représentation de la jeunesse belge francophone à l'ONU et dans les différents organes fédéraux pour les questions de développement durable. Mais la société est bien plus complexe qu'uniquement thermodynamique, nous sommes des hommes aux sensibilités et cultures multiples, c'est pourquoi pour mieux comprendre les différentes facettes de notre système de société il fait partie depuis juillet 2012 de l'équipe bénévole du Musée du Capitalisme qui a ouvert ses portes ce jeudi 13 février 2014. Finalement, afin de compléter sa réflexion, il réalise actuellement un certificat en éthique économique et sociale afin d'approfondir les questions plus politiques et sociales de notre économie et trouver des solutions équitables et pacifistes au défi que nous proposent les conclusions de son mémoire en ingénieur civil.

Soumission Vermeulen: Olivier Vermeulen, Impacts des limites de l'efficacité énergétique sur la production économique, 2013, résumé du mémoire présenté à l'UCL en vue de l'obtention du grade d'ingénieur civil mécanicien.

Particuliers

Blasband, Marc est retraité. Il a travaillé pendant presque toute sa vie active dans le software, aux États Unis, en Europe, en Iran. Il a 5 enfants, 15 petits-enfants et 5 arrière-petits-enfants. Il n'a aucune qualification particulière dans le domaine de l'énergie, si ce n'est un certain bon sens et une honte de laisser à ses descendants un monde dans l'état actuel.

Soumission Blasband : Enquête publique, 2013

Tits, Viviane, a 53 ans, vit à Liège. De formation, elle est géomètre et diplômée en construction, et a également suivi un cours d'herboristerie. Tits travaille au SPF Finances, pour la documentation patrimoniale où elle donne cours aux nouveaux agents (plans cadastrals, expertises immobilières, etc.). En parallèle, elle a toujours fait partie d'une manière active d'associations telles que Greenpeace, Sea Shepherd, Les Amis de la Terre et les objecteurs de croissance. C'est surtout à ce niveau que le pic pétrolier l'intéresse. Effectivement, elle craint que les gisements de pétrole étant de plus en plus difficilement accessibles, leur prospection et exploitation ne provoquent des pollutions de plus en plus importantes et dramatiques pour la planète.

Soumission Tits

TABLE DES MATIERES

Le mot du Président du Comité Pic de Pétrole et de Gaz du Parlement Wallon	i
Remerciements	ii
Méthodologie	iii
A propos d'ASPO.....	v
Liste des auteurs et soumissions à l'enquête publique	vi
Table des matières	xvi
Liste des Figures.....	xix
Liste des Tableaux.....	xxii
<hr/>	
Résumé exécutif	xxiii
<hr/>	
Introduction	1
1. Le pic pétrolier	4
1.1. Origine et classification des hydrocarbures.....	4
1.1.1. Origine des hydrocarbures	4
1.1.2. Classification des hydrocarbures.....	6
1.1.3. Le Gaz	6
1.1.4. Les liquides	7
1.1.5. Conclusions	13
1.2. Les réserves	14
1.2.1. Ressources et réserves	14
1.2.2. Sources et fiabilité des données	16
1.2.3. “Prouvé” versus “prouvé et probable”	22
1.2.4. Réserves ultimes.....	32
1.2.5. Conclusions	41
1.2.6. Recommandations	42
1.3. La production pétrolière	44
1.3.1. Les leçons du Passé	45
1.3.2. Origine du pic de production.....	50

1.3.3.	Prévoir le pic pétrolier.....	56
1.3.4.	Historique des prévisions de production pétrolière.....	61
1.3.5.	Prévisions récentes de pic.....	65
1.3.6.	Perspectives	74
1.3.7.	Conclusions	82
1.3.8.	Recommandations	84
1.4.	Les exportations de pétrole.....	86
1.4.1.	Conclusions	89
1.5.	Hydrocarbures de roches-mères	90
1.5.1.	Genèse	90
1.5.2.	Dans l'Histoire	90
1.5.3.	Localisation sur Terre.....	93
1.5.4.	Géologie	95
1.5.5.	Technique de production.....	97
1.5.6.	Profils de production et économie des hydrocarbures de roches-mères	98
1.5.7.	Perspectives de production.....	108
1.5.8.	Les hydrocarbures de roches-mères, la fin du pic pétrolier?.....	115
1.5.9.	Conséquences économiques	116
1.5.10.	Conclusions	121
1.5.11.	Recommandations	123
2.	Conséquences du pic pétrolier.....	124
2.1.	Conséquences économiques	124
2.1.1.	Qu'est-ce que l'énergie ?.....	124
2.1.2.	Rôle de l'énergie dans l'économie	124
2.1.3.	Le pic pétrolier, frein à la croissance économique ?	126
2.1.4.	La décroissance	133
2.1.5.	Conclusions	136
2.1.6.	Recommandations	137
2.2.	Solutions	139
2.2.1.	Substitutions	141
2.2.2.	Réduction de la demande	146
2.2.3.	Vulnérabilité et Résilience	151

2.2.4.	Changements de valeurs	153
2.2.5.	Conclusions	159
2.2.6.	Recommandations	160
2.3.	Le Pic pétrolier, bon pour l'environnement?.....	165
2.3.1.	Conclusions	169

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Schéma d'un système pétrolier	5
Figure 2 : Classification des liquides utilisée par l'IEA dans le WEO2012.	11
Figure 3 Exemple de courbe de probabilité (d'extraire davantage de pétrole que la quantité indiquée), reflétant les incertitudes sur le montant des réserves d'un gisement.	15
Figure 4 : Évolution des estimations des réserves prouvées de cinq états du Moyen-Orient (1980-2011) d'après le BP Statistical Review of World Energy.	19
Figure 5 : Évolution des réserves prouvées de gaz russe selon le BP Statistical Review of World Energy, de 2003 à 2013.....	20
Figure 6 : Facteurs contribuant à la variation des réserves d'une année à l'autre.....	25
Figure 7 : Impact de la date de prise en compte de la révision des réserves d'un gisement sur l'évolution historique des réserves d'un ensemble de gisements.....	26
Figure 8 : Évolution de la production globale de pétrole et des découvertes 2P réactualisées rétroactivement (1900-2007).....	27
Figure 9 : Évolution des réserves mondiales de pétrole classées 1P (OGJ) et 2P (Laherrère).	28
Figure 10 : Évolution des réserves mondiales de gaz naturel classées 1P (OGJ, WO, Cedigaz, OPEP, BP) et celles classées 2P.....	29
Figure 11 : Évolution du rapport R/P et de la production de pétrole brut des États-Unis.....	31
Figure 12 : Courbes d'écrémage du gaz naturel et du pétrole brut (hors extra-lourd) pour le monde (hors USA et Canada), extrapolées à 50.000 gisements.....	32
Figure 13 : Courbe d'écrémage du gaz naturel dans le Golfe du Mexique (États-Unis) selon le BEOM 2009 et 1998 (quantité de gaz en fonction du nombre de gisements cumulés).	33
Figure 14 : Représentation simplifiée d'une pyramide des ressources valable pour la plupart des minéraux.	36
Figure 15 : Représentation simplifiée d'une pyramide des ressources pour les hydrocarbures conventionnels.....	37
Figure 16 : Schéma des pyramides des ressources conventionnelles et non-conventionnelles sous l'angle de l'énergie nette disponible (surface en rouge).	39
Figure 17 : Évolution historique des estimations des réserves ultimes de pétrole conventionnel (en Gb).....	40
Figure 18 : Productions de charbon, de gaz et de pétrole en France de 1830 à 2012, ramenées à la même unité de contenu énergétique.	47
Figure 19 : Productions de charbon, de gaz et de pétrole au Royaume-Uni de 1830 à 2012, ramenées à la même unité de contenu énergétique.	48

Figure 20 : Productions de charbon, de gaz et de pétrole en Allemagne de 1830 à 2012, ramenées à la même unité de contenu énergétique.	49
Figure 21 : Profils de production de trois gisements de pétrole en Mer du Nord britannique, avec courbes de déclin exponentielles indicatives.	51
Figure 22 : Représentation schématique du déclin de production des gisements en déclin, en fonction de la décennie de mise en production (entre 1970 et 2000), selon le WEO2008. A titre comparatif, un profil typique de pétrole de roches-mères (huile de schiste) a été ajouté.....	52
Figure 23 : Schéma décrivant le décalage temporel existant entre l'évolution des découvertes annuelles de pétrole et l'évolution de la production annuelle de pétrole au cours du temps.	53
Figure 24 : Modèle simple du cycle de production d'un bassin pétrolier. La production de chaque gisement est dans une couleur différente.	54
Figure 25 : Production pétrolière norvégienne, par année de mise en production (pétrole brut)...	55
Figure 26 : Modélisation de la production des États-Unis 48 selon Hubbert (1956).....	58
Figure 27 : Effet des techniques de récupération assistée du pétrole sur le profil de production des États-Unis, selon Hubbert (1959).	59
Figure 28 : Courbes de Hubbert (1959) à un ou plusieurs cycles (ici deux cycles).....	60
Figure 29 : Production de pétrole brut des États-Unis, par région et par type, 1900-2012.....	60
Figure 30 : Prévision de production pétrolière utilisant une courbe logistique (U=2100 Gb), telle qu'elle aurait été obtenue avant les chocs pétroliers des années 1970s, comparée à la production mondiale réelle.....	65
Figure 31 : Évolution du prix du pétrole, et prévisions de prix du pétrole de l'IEA (WEO1998). Les prix sont en dollar constant (\$2011).	67
Figure 32 : Évolution du prix du pétrole et des prévisions de prix du pétrole de l'IEA. Les prix sont en dollar constant (\$2011).	68
Figure 33 : Projections successives de la production mondiale de pétrole conventionnel d'après l'IEA, entre 1998 et 2012, comparées aux projections de Laherrère et Campbell.	70
Figure 34 : Projections successives de la production mondiale de liquides d'après l'IEA entre 1994 et 2012, comparées aux projections de Laherrère, Bauquis et Campbell.....	71
Figure 35 : Sources des hydrocarbures liquides devant assurer la demande à l'horizon 2035 dans le scénario de référence New Policy de l'IEA (WEO2012).	74
Figure 36 : Élasticité-prix du pétrole (en dollars constants) (1994-2012).	75
Figure 37 : Schéma d'évolution temporelle des seuils de prix entraînant une destruction de l'offre (rouge) ou de la demande (bleu), et du seuil de prix nécessaire pour avoir une croissance de la production pétrolière de 0,9%/an selon Kumhof (brun).	77
Figure 38 : Scénario de production pétrolière d'Yves Mathieu (IFP, 2006).....	80
Figure 39 : Schéma montrant à quoi ressembleraient des scénarios de courbes de production à prix du pétrole constant.	80

Figure 40 : Évolution des exportations mondiales nettes de pétrole (tous liquides), réparties entre pays exportateurs de pétrole, et prix du pétrole (courbe noire ; \$2012, West Texas Intermediate spot price) depuis 1986.	86
Figure 41 : Évolution des importations mondiales nettes de pétrole (tous liquides), et des importations des USA, Chine, Inde, et UE.	88
Figure 42 : Recherche de schistes pétroliers en France: un exemple d'action émise en 1932 (gauche); Terrils d'exploitation des schistes bitumineux à Autun, Bourgogne (droite).	92
Figure 43 : Carte des accumulations de roches-mères évaluées dans le monde.	94
Figure 44 : Carte des accumulations de roches-mères évaluées aux États-Unis.....	94
Figure 45 : Gaz de roches-mères en Europe. Licences et activités d'exploration - Vue d'ensemble.	95
Figure 46 : Perméabilités typiques rencontrées dans les gisements de gaz conventionnels et non-conventionnels (réservoirs compacts et roches-mères) sur une échelle de perméabilités croissantes.	96
Figure 47 : Minéralogie des "hot shale".....	97
Figure 48 : Schéma de principe de la fracturation hydraulique.	98
Figure 49 : Production d'huile de schiste par play aux États-Unis, Mai 2012.....	99
Figure 50 : Carte IHS Petra Reimers 2008 des productions cumulées de gaz de schiste dans le Barnett (gauche); Situation du Barnett sur la carte du Texas (droite).....	100
Figure 51 : Représentation simplifiée d'un play à gaz de roches-mères.....	100
Figure 52 : Profil du débit des puits du Bakken au cours des 28 premiers mois d'exploitation...	102
Figure 53 : Modèles de profils de production d'un play. A gauche, profil obtenu en forant chaque année 1000 puits dont le comportement est identique. A droite, profil obtenu en développant en priorité les meilleurs puits, d'après une étude prospective du Barnett).....	103
Figure 54 : Profil de production pétrolière d'Elm Coulee entre 1980 et 2010.....	104
Figure 55 : Production de pétrole de roches-mères des principaux plays producteurs des Etats-Unis (en Mb/j).	105
Figure 56 : Production de gaz de roches-mères (gaz sec) des principaux plays producteurs aux États-Unis (en Milliards de pieds cubes par jour).	105
Figure 57 : Corrélation entre prix du gaz et nombre d'appareils forant des objectifs gaziers aux États-Unis.	106
Figure 58 : Prévisions de production pétrolière du play du Bakken, en supposant que les puits sont forés au rythme de 1500 puits par an (rythme de 2012) ou au rythme de 2000 puits par an, jusqu'à ce que tous les sites disponibles soient forés.	110
Figure 59 : Évolution de la productivité initiale des puits horizontaux pour les 5 premiers plays à gaz des États-Unis.	111

Figure 60 : Projections haute et basse de Bauquis concernant la consommation pétrolière (en rouge) et la production pétrolière (en noir, brut+LGN) des États-Unis.	113
Figure 61 : Projection de la production de pétrole aux États-Unis à l'horizon 2035 selon l'IEA (WEO2012).	114
Figure 62 : Évolution historique du prix du gaz en Europe (rouge), au Japon (bleu) et aux États-Unis (noir).	116
Figure 63 : Évolution du cours du pétrole Brent, naphta et gaz naturel en Europe (gauche), et du pétrole WTI, de l'éthane, et du gaz naturel (Henry Hub) aux États-Unis(droite) depuis 2007.	118
Figure 64 : Évolution de la consommation d'énergie primaire mondiale en fonction du PIB mondial sur la période 1969-2011.	126
Figure 65 : Évolution du PIB mondial en fonction de la consommation globale de pétrole sur la période 1969-2011.	126
Figure 66 : Evolution du prix du pétrole et zones de prix correspondant à un risque faible, moyen ou élevé pour l'économie US de tomber en récession. Les flashes orange représentent les récessions liées au pétrole.	129

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Sélection de prévisions de pic de production mondiale de pétrole, réalisées entre 1956 et 2000.	62
Tableau 2 : Estimation de Bauquis des volumes des pétroles naturels pouvant être classés en réserves d'ici 2050.	72

RESUME EXECUTIF

Le pic pétrolier, une réalité qui ne fait pas consensus.

Le phénomène de pic de production est un fait et non une théorie, comme l'illustrent les pics de production de pétrole, de gaz naturel, ou de charbon de nombreux pays. Ces exemples montrent qu'au cours du développement d'une ressource finie non-renouvelable, la production passe globalement par trois phases: hausse, pic ou plateau, puis déclin, éventuellement ponctué de rebonds. Ce schéma est dû à des facteurs physiques, caractéristiques de la ressource exploitée, étroitement mêlés à des facteurs techniques, économiques, politiques, et autres. Les interactions entre tous ces facteurs sont sources de nombreux débats et malentendus, ne serait-ce parce qu'elles créent une gamme de possibilités pour la forme de la courbe de production et la date du pic. Parmi les soumissions, certains auteurs affirment qu'ils ne croient pas au pic pétrolier. Mais il est parfois difficile de savoir si c'est le pic pétrolier en lui-même qui est mis en doute, c.-à-d. la possibilité que la production pétrolière diminue dans le futur, ou bien les causes du déclin, ou encore les modèles utilisés pour prévoir ce déclin.

Des malentendus entretenus par des problèmes de définition et le chaos dans les réserves.

Différentes personnes peuvent comptabiliser sous le terme « pétrole » des liquides hydrocarbonés de natures très différentes, y compris des carburants synthétiques issus du charbon, du gaz naturel et de la biomasse. Chaque base de données a ses propres catégories de liquides. Et même avec des définitions cohérentes entre bases de données, des problèmes considérables peuvent survenir lorsqu'il s'agit d'appliquer ces définitions pour comptabiliser les productions. Il est donc recommandé de ne pas mélanger des données provenant de sources différentes (International Energy Agency - IEA, Energy Information Administration - EIA, BP,...). D'autre part, chaque catégorie de liquide a ses propres coûts, caractéristiques et profils d'extraction, peut atteindre son pic de production à des dates différentes et réagir différemment aux évolutions technologiques et économiques. Il importe de se référer aux définitions et de les préciser, avant de discuter des chiffres et de leur évolution, sous peine d'entretenir les malentendus.

Les commentateurs des réserves de pétrole se divisent entre ceux qui suivent les réserves « prouvées », et ceux qui suivent les réserves « prouvées et probables ». Ces deux catégories de réserves diffèrent dans les définitions et composition, ainsi que dans la disponibilité des données, leur fiabilité et mode de révision au cours du temps. Ces deux catégories évoluent différemment : les réserves restantes « prouvées et probables » déclinent depuis les années 1980s, alors que les réserves restantes « prouvées » continuent d'augmenter, masquant le fait que l'exploration ne renouvelle plus la consommation de pétrole depuis les années 1980s. Les conclusions obtenues en suivant ces deux catégories de réserves sont donc différentes. Pour certains, les réserves dites « prouvées » devraient être rejetées car trop politiques, et il faudrait se baser sur les réserves techniques « prouvées et probables ». Des

chiffres valides sont cependant difficiles ou coûteux à obtenir, et un sérieux effort de transparence serait nécessaire pour affiner la connaissance de l'état des réserves.

Les commentateurs des réserves de pétrole se divisent également entre ceux qui suivent le montant des réserves « restantes » et ceux qui suivent l'état d'épuisement des réserves « ultimes ». Les réserves « restantes » correspondent aux réserves restant à extraire des gisements déjà découverts. Cet indicateur, en hausse depuis des décennies, est cité par certains comme preuve de la disponibilité suffisante en ressources pétrolières. Pour d'autres, cet indicateur est inapproprié, en particulier s'il est basé sur les réserves « prouvées », car il n'y a pas de corrélation entre le montant des réserves restantes identifiées et la capacité technique à maintenir un débit de production donné. Suivre les réserves restantes ne permet donc pas de prévoir un pic de production. Certains auteurs préconisent de rejeter cet indicateur encore universellement utilisé au niveau gouvernemental pour conforter les politiques énergétiques, et de le remplacer par un suivi de l'état d'épuisement des réserves ultimes, car plus celui-ci est avancé, plus les facteurs physiques contraignent la production. Ce sont également ces données qui sont nécessaires pour modéliser le pic de production. L'ultime correspond à la quantité totale de pétrole qui sera exploité pendant la durée de vie de l'exploitation pétrolière. En plus des réserves restantes identifiées, de type prouvées et probables, les estimations d'ultime tiennent compte de la production passée, des futures découvertes, et du rôle futur de la technologie et des prix sur le taux de récupération. Ces chiffres sont également sources de controverses, notamment parce qu'il ne peut s'agir que d'estimations grossières.

Les prévisions de production pétrolière ne peuvent être précises. Mais prendre des décisions sur base de données imparfaites est nécessaire.

Tout modèle prédictif comporte des approximations et ne peut s'appliquer avec précision qu'à l'intérieur de certaines limites. Pour en avoir une interprétation correcte, il est nécessaire de connaître ces limites et les facteurs qui peuvent faire dévier la réalité du modèle. Pour prévoir un pic pétrolier, nombreux sont ceux qui utilisent le modèle développé par Hubbert dans les années 1950s. Ce modèle a des points faibles, qu'Hubbert lui-même connaissait bien. Il utilisait ce modèle comme point de départ d'une analyse plus fine, où il intégrait certains facteurs non pris en compte dans son modèle de base. Toutes les autres méthodologies prédictives ont également leurs points faibles, certaines étant, par construction, inadaptées pour anticiper un pic pétrolier dominé par des contraintes physiques. Il en est ainsi des scénarios basés sur la demande, tels que certains scénarios de l'IEA. Ces scénarios sont cependant utiles pour indiquer l'ordre de grandeur des besoins en nouvelles capacités de production. Ces deux méthodologies pourraient être complémentaires, mais elles sont souvent présentées comme antagonistes, certains critiques et partisans des différents modèles oubliant de prendre certaines précautions dans l'interprétation des résultats.

La date du pic de production du pétrole ne pourra être confirmée avec certitude que plusieurs années après le franchissement du pic, comme l'illustrent de nombreux exemples à travers le monde. Récemment, en 2010, l'IEA a affirmé que le pic mondial de pétrole conventionnel avait été franchi, et ce quatre ans après la date supposée du pic. Etant donné les

incertitudes et la possibilité de rebonds de la production, quelques années de plus seront nécessaires pour confirmer ce franchissement. Le franchissement du pic mondial tous liquides sera également confirmé *a posteriori*. Plusieurs auteurs estiment donc qu'il est préférable d'anticiper le pic plutôt que d'en avoir confirmation, car l'essentiel n'est pas le pic, mais le long déclin de la production qui le suit. Et bien que les prévisions utilisant une méthodologie de type pic pétrolier ne peuvent être précises à l'année près, elles peuvent l'être suffisamment pour pouvoir prendre des décisions, en particulier des décisions liées à l'énergie, qui nécessitent des politiques de long terme.

Le pic du pétrole brut conventionnel déjà atteint.

Le développement d'une province pétrolière suit un schéma connu. La distribution statistique en taille des gisements implique que la majorité du pétrole conventionnel est concentré dans quelques gros gisements, qui ont tendance à être découverts et mis en production en premier. Le reste du pétrole est dispersé dans une myriade de petits gisements nécessitant plus d'efforts et de temps pour être localisés et développés. On remarque ainsi qu'à l'échelle planétaire, les découvertes déclinent depuis les années 1960s. Un pic de production apparaît lorsque le gain de production venant des petits gisements nouvellement développés ne peut compenser la perte de production des gros gisements anciens en déclin. Ce schéma général de développement, observé un peu partout, est à la base des modélisations du pic pétrolier.

On en sait à présent suffisamment sur le pétrole conventionnel pour avoir une idée de l'ordre de grandeur de la quantité extractible, et de la date du pic de production. Les estimations d'ultime n'ont évolué que très progressivement depuis les années 1970s et leur ordre de grandeur est d'environ 2000 à 3500 Gb. A l'échelle mondiale, des prévisions de pic faites dès les années 1970s et 1980s prévoyaient un pic de pétrole conventionnel à l'approche de l'an 2000, mais les chocs pétroliers ont repoussé le pic dans le futur. Des prévisions plus récentes utilisant des valeurs d'ultime similaires indiquent que ce report est d'environ 10 ans. En 1998, Campbell et Laherrère, qui ont contribué à cette enquête, prévoyaient un pic vers 2010 ; dans le WEO1998, l'IEA estimait qu'il aurait lieu vers 2014 \pm 6 ans, et entraînerait une forte hausse du prix du pétrole, nécessaire pour stimuler le développement des pétroles non-conventionnels. Ce fut l'une des rares fois où l'IEA utilisa un modèle « pic de production ». L'IEA n'y fit référence que rarement par la suite ; le pic du pétrole conventionnel et les prix élevés disparurent de leurs prévisions pendant de nombreuses années.

A présent, l'IEA et la plupart des observateurs s'accordent à dire que le pic du pétrole conventionnel a eu lieu vers 2006-2008. Comme anticipé dans le WEO1998, la difficulté à produire davantage de pétrole conventionnel est à l'origine de la hausse du prix du pétrole observé au cours des 10 dernières années. Des rebonds de production sont possibles, générant un plateau ondulant pendant plusieurs années, mais la phase de croissance entamée depuis le milieu du XIX^{ème} siècle est révolue. Si cette date se confirme, le pic de pétrole conventionnel se situe dans la fourchette basse des dates annoncées dans les rapports de l'IEA des quinze dernières années: 2008-2037.

Un pic tous liquides possible entre 2015-2030.

Par rapport au pétrole conventionnel, les pétroles non-conventionnels présentent davantage d'incertitudes sur leur potentiel réel, notamment à cause de leur sensibilité plus élevée aux conditions économiques. Les non-conventionnels, bien qu'en grande quantité, ont un rendement énergétique net de plus en plus faible à mesure que la qualité de la ressource diminue. Pour les ressources dont la qualité est la plus faible, tout plan d'extraction massive nécessiterait d'avoir à disposition une source d'énergie abondante. Les coûts sont donc également plus élevés et ont tendance à augmenter avec le prix de l'énergie, ce qui complique l'évaluation de leur seuil de rentabilité. L'ultime et les débits en non-conventionnels sont très dépendants des prix, et seront notamment limités par le niveau de la demande à des prix plus élevés. Chaque analyste intègre à des degrés divers ces considérations dans ses estimations.

La date du pic est peu affectée par ces incertitudes, car elle est surtout influencée par l'évolution de la production de pétrole conventionnel, qui domine l'offre pétrolière. Les non-conventionnels, de moindre qualité, sont généralement plus lents à développer, et ont essentiellement pour effet d'atténuer le franchissement du pic et le déclin de production du pétrole conventionnel. Dans le scénario de référence de l'IEA (New Policies, WEO2012), si les investissements sont suffisants et permettent à la production conventionnelle de se maintenir sur un long plateau pendant au moins 30 ans, il n'y a effectivement pas de pic tous liquides. Les trois modèles « pic de production » présentés dans cette enquête voient au contraire le pétrole conventionnel décliner davantage que ce qui est anticipé par l'IEA, ce qui entraîne un pic tous liquides entre 2015 et 2030.

Le profil de production observé résultera de la capacité de la demande à supporter des prix plus élevés nécessaires aux investissements. Certains auteurs ont développé la dimension économique du pic pétrolier, en remarquant que les prix doivent être suffisamment élevés pour garantir un rythme d'investissement permettant de compenser le déclin des gisements vieillissants, mais pas trop élevés, sinon c'est la demande qui diminue. Par le passé, le seuil de destruction de l'offre (prix bas) était bien inférieur au seuil de destruction de la demande (prix élevé), et offre et demande avaient la possibilité d'augmenter tant que les prix évoluaient entre ces deux seuils. Mais certains auteurs estiment que le seuil de destruction de l'offre augmente rapidement. Sous les 30\$/b dans les années 1990s, en dollars constants, il se rapprocherait désormais de 100\$/b. Quant au seuil de destruction de la demande, il varierait entre 100 et 150\$/b selon les régions, constituant une limite à l'augmentation des prix. Une fois que les deux seuils coïncident ou se croisent, un pic pétrolier « économique » survient, car il n'y a plus aucune zone de prix où, à la fois, les investissements et la demande sont suffisants. Soit les prix sont trop bas pour les investissements et l'offre diminue, soit les prix sont trop hauts pour les consommateurs et c'est la demande qui diminue. Ces représentations économiques supportent les conclusions des modèles « pic de production » qu'un pic de production tous liquides pourrait avoir lieu à moyen terme. Dans ce cas, l'IEA pourrait encore réviser à la baisse ses prévisions de production sur le long terme, comme elle l'a fait ces dernières années. Ces analyses nécessitent certainement des études complémentaires.

Le scénario 450 de l'IEA comme nouveau scénario de référence ? Le scénario 450 de l'IEA (WEO2012) est un scénario alternatif où des mesures politiques fortes sont prises globalement pour diminuer la consommation des énergies fossiles afin de limiter la concentration en CO_{2eq} dans l'atmosphère à 450 ppm ; la production tous liquides passe par un pic vers 2015-2020 et décline ensuite, reflétant la baisse de la demande. Les trois modèles « pic de production » présentés dans cette enquête encadrent le scénario 450, le modèle médian présentant une trajectoire de production semblable au scénario 450. Bien que dans les deux cas les trajectoires soient similaires, les causes et conséquences sont très différentes. Dans le scénario 450, la demande est réduite par des mesures politiques ; le prix du pétrole est donc tiré vers le bas et est supposé atteindre 100\$/b en 2035. A l'opposé, dans les modèles « pic de production », les trajectoires sont essentiellement d'origine physique et économique et non politique ; le prix du pétrole devrait être tiré vers le haut. Bien que certains auteurs estiment qu'aucun pic tous liquides n'aura lieu d'ici 2035, au vu des analyses précédentes, il pourrait être prudent de considérer la trajectoire du scénario 450 de l'IEA comme nouveau scénario de référence, c.-à-d. sans qu'aucune mesure politique particulière ne soit prise, et dans un contexte de prix du pétrole supérieurs à 100\$/b.

Le pic des exportations mondiales de pétrole, une question rarement évoquée.

Il se pourrait que nous ayons déjà franchi le pic des exportations mondiales de pétrole, car ces dernières déclinent depuis 2004. Les exportations mondiales de pétrole devraient en effet atteindre leur pic plus tôt et décliner plus rapidement que la production pétrolière mondiale, essentiellement à cause de la croissance de la consommation interne des pays exportateurs. Une moindre disponibilité du pétrole sur les marchés internationaux est un facteur supplémentaire de soutien des prix. L'EU 28, actuellement premier importateur mondial en tant qu'ensemble géopolitique, risque d'en faire les frais, les économies de Chine et de certains pays émergents supportant plus facilement les prix élevés du pétrole que les économies européennes. Certaines évolutions, comme la mise rapide sur le marché de véhicules basse consommation, ou le développement d'énergies alternatives dans les pays exportateurs de pétrole pourraient atténuer ce problème, mais tout est question de vitesse à laquelle ces innovations vont être déployées.

Les hydrocarbures de roches-mères réduisent la dépendance pétrolière des Etats-Unis, et adoucissent le franchissement du pic pétrolier mondial.

Les roches-mères sont présentes en abondance sur Terre, mais à l'exception des Etats-Unis, on n'a pratiquement pas d'information sur les volumes extractibles, les débits de production possibles, et la rentabilité économique. Les Etats-Unis fournissent cependant une idée partielle du schéma de développement de ces ressources. Il apparaît que parmi les accumulations de roches-mères, seules certaines sont productives, et parmi elles, la productivité se concentre dans certaines zones favorables. Actuellement, ces zones ne pouvant pas être localisées sans forer, seule une partie des puits est économiquement intéressante ; le reste est sub-économique ou non rentable, ce qui affecte la rentabilité de l'ensemble des puits. Les faibles débits et les déclin très rapides de la production (80 à 90% de déclin dans les 2-3

ans) impliquent de forer en permanence de nouveaux puits, des milliers chaque année aux USA rien que pour maintenir la production à niveau. A mesure que les meilleures zones sont saturées en puits, restent les zones à la productivité plus faible et aux conditions économiques moins favorables. On peut dès lors s'attendre à ce que la forte croissance de la production observée il y a quelques années ralentisse, puis fasse place à un pic ou un plateau, puis à un déclin. Ces évolutions défavorables pourraient être compensées par les progrès technologiques ou une remontée des prix, qui étendraient les forages aux zones moins favorables, redynamisant la production des formations géologiques entamées et stimulant le développement de formations géologiques jusqu'à présent laissées de côté.

Aux Etats-Unis, on s'attend à la fin de la surproduction du gaz naturel et à une remontée des prix. C'est essentiellement la rapidité et la simultanéité des développements des nombreuses formations géologiques américaines, en partie stimulés par la spéculation, qui ont entraîné une surproduction de gaz naturel. Le prix du gaz a fortement chuté. Depuis quelques années, il est trois fois plus bas qu'en Europe, ce qui constitue un handicap compétitif majeur pour l'Europe, en particulier dans les secteurs du raffinage, de la pétrochimie, et des engrais. Mais le prix du gaz étant tombé sous le seuil de rentabilité du gaz sec, les forages à objectif gazier ont fortement diminué, et la production a commencé à décliner dans quelques-unes des principales formations géologiques. Le prix du gaz devrait remonter pour relancer les forages et éviter le déclin de la production globale américaine. Mais comme un nombre important des meilleures zones ont déjà été trouvées, et que l'industrie se dirige vers des zones moins favorables économiquement, l'ampleur de la hausse est incertaine - le seuil de rentabilité minimum est évalué à 5\$/Mbtu – ainsi que ses conséquences. Certains estiment que le gaz américain bon marché est une anomalie qui va disparaître dans quelques années, et que cette disparition va à nouveau bouleverser le paysage énergétique, réduisant l'écart de prix entre continents et mettant fin aux projets d'exportation de gaz liquéfié à partir des USA. D'autres estiment que le gaz américain restera tout de même bien meilleur marché que l'europpéen pendant des années, handicapant durablement l'Europe. A l'heure actuelle, il n'est pas évident de savoir lequel de ces deux scénarios va se produire.

Les États-Unis devraient atteindre un pic de production de pétrole d'ici 2020. Les deux formations géologiques principalement responsables du rebond de la production pétrolière américaine depuis 2007 sont proches de leur pic de production, et les développements d'autres formations géologiques sont plus lents. Les États-Unis importaient 65% de leurs besoins en pétrole (brut + liquides de gaz naturel) en 2008 et 50% en 2013. Cela peut encore s'améliorer jusqu'en 2020, mais le pétrole de roches-mères ne rendra pas les Etats-Unis autosuffisants en pétrole.

Hors Etats-Unis, les développements seront plus lents ; les pétroles de roches-mères ne mettent pas fin au pic pétrolier, mais en adoucissent le franchissement. Les États-Unis concentrent une série de facteurs humains qui forment une combinaison extrêmement favorables à l'exploitation des hydrocarbures de roches-mères. Il s'agit d'une situation unique au monde. Par conséquent, les développements ailleurs dans le monde seront plus lents, avec moins de production, sauf si on arrivait à améliorer la localisation des zones favorables sans passer par le forage. La proportion de la production pétrolière mondiale attribuée aux roches-

mères devrait donc rester assez faible d'ici 2030, et permettre essentiellement d'atténuer le franchissement du pic pétrolier mondial et le déclin qui suit. D'autre part, en Europe, certains estiment que les coûts de production du gaz de roches-mère sont le double de ceux des États-Unis. On ne devrait donc pas avoir d'effet sur le prix du gaz naturel en Europe aussi important qu'aux USA.

Les positions sont contrastées sur la nécessité de développer les hydrocarbures de roches-mères en Europe. Certains auteurs, principalement issus de l'industrie, mettent en avant les effets positifs sur la balance des paiements, l'emploi et la compétitivité, l'avenir des filières industrielles chimiques et pétrochimiques, et estiment que leur exploitation peut se faire en limitant les risques et nuisances pour l'environnement, et en concertation avec les autorités, les élus et les populations locales. D'autres personnes, notamment des milieux associatifs, évoquent l'augmentation des nuisances et risques environnementaux liée au grand nombre de puits à forer, ainsi que la nécessité de ne plus développer les combustibles fossiles carbonés de par leurs impacts environnementaux, en particulier sous forme de gaz à effet de serre.

Nécessité d'améliorer la connaissance du pic pétrolier.

On en connaît chaque jour davantage sur le pic pétrolier, mais il reste beaucoup de travail si on désire obtenir de meilleures prévisions. L'obtention de données plus fiables sur les réserves, l'étude du statut de la déplétion pétrolière et gazière en tenant compte des dimensions économiques, requièrent des moyens financiers et humains. Certains suggèrent que ce travail soit soutenu par le gouvernement wallon en coopération avec d'autres gouvernements européens, ou au niveau de la Communauté Européenne.

La population devrait avoir la compréhension minimale de ce qu'est le pic pétrolier. L'éducation permanente, les associations, les documents validés par des scientifiques, le travail du Comité pic du pétrole et du gaz du Parlement wallon participent à cette action. Mais pour accélérer la connaissance du phénomène, le rôle des médias est crucial. Un auteur suggère d'organiser un panel citoyen sur le pic du pétrole avec les médias et de demander directement aux médias comment ils perçoivent leur responsabilité sociétale dans ce domaine.

La transition vers un monde avec moins de pétrole : vers un avenir incertain.

Il y aurait lieu d'anticiper le pic pétrolier plutôt que d'agir sous la contrainte. Une question centrale du pic pétrolier, c'est la vitesse à laquelle on peut gérer la transition. Pour certains, le pic pétrolier n'est pas un problème, grâce aux phénomènes de substitutions, innovations et investissements. Mais pour d'autres, l'effet du pic pétrolier sur l'économie pourrait être plus important qu'anticipé par une approche économique classique, parce que la substituabilité du pétrole avec les autres facteurs de production pourrait être lente ou difficile, l'importance réelle du pétrole dans l'économie pourrait être sous-estimée, et le progrès technique dépendre de la disponibilité en énergie.

Nous pourrions déjà vivre un "pic pétrolier" mou, dont la mollesse nous empêche de prendre la mesure. Contrairement à une idée répandue, dans un marché libre, la destruction

de la demande qui accompagne le pic pétrolier a lieu via des hausses de prix, et non par des pénuries. Il n'est donc pas nécessaire que la production pétrolière décline pour se trouver dans un environnement économique de type « pic pétrolier ». Une croissance extrêmement faible ou nulle de la production pourrait être une condition suffisante. Les facteurs géopolitiques auront par ailleurs des effets exacerbés sur l'offre et les prix et camoufleront un temps le franchissement du pic pétrolier. Plusieurs auteurs ont souligné que le prix du pétrole (volatilité et amplitude) avait causé ou amplifié des récessions économiques dans le passé (dont celle de 2008), pouvait dégrader la balance des paiements et accroître l'endettement des pays importateurs de pétrole, phénomènes observés ces dernières années dans les pays européens. Le risque de récession augmente lorsque la part du PIB consacré au pétrole augmente. Selon les auteurs, cette part ne devrait pas dépasser 4 à 7,5 % du PIB. Le seuil de 4% correspond à environ 100\$/b dans l'OCDE, le cours actuel du pétrole. Le prix correspondant à ce seuil augmente cependant avec le temps, grâce à l'amélioration de l'utilisation du pétrole dans l'économie. Accélérer ces améliorations permettrait à l'économie de supporter des prix plus élevés du pétrole et de desserrer l'étau de la contrainte pétrolière.

Il existe une grande confusion d'idées sur l'ensemble des solutions à adopter. Il n'y a pas de solution unique au pic pétrolier. Il est en effet nécessaire de combiner des solutions pour obtenir un réel effet, mais il n'y pas de consensus sur la meilleure combinaison possible. Les désaccords ont de multiples origines, liées notamment à des estimations différentes des coûts et des temps de déploiement des solutions, des ordres de grandeur des quantités d'énergie à remplacer, des externalités, des risques encourus, du rôle d'autres contraintes, mais aussi de positions idéologiques différentes.

Des mesures non-conventionnelles : les changements de valeur. Les solutions proposées par les auteurs sont nombreuses et tombent dans trois catégories: substitution, utilisation rationnelle de l'énergie (URE), et changements de valeurs. Les mesures traditionnelles sont celles de substitution et d'URE, mais certains auteurs soulignent les limites de ces mesures, et préconisent de les accompagner de changements dans le système de valeurs et de symboles qui influencent le comportement des organisations, pour aboutir à une civilisation compatible avec les limites de la biosphère. Constatant que l'organisation actuelle ne peut se maintenir sans croissance économique, et estimant que les contraintes environnementales et énergétiques des prochaines décennies pourraient remettre en question la croissance perpétuelle, certains auteurs préconisent de soutenir une recherche et un enseignement qui s'intéressent aux systèmes d'organisation des sociétés et aux formes institutionnelles compatibles avec la non-croissance économique, voire avec une certaine décroissance. Cela pourrait commencer par l'introduction de considérations énergétiques et physiques dans les modèles macroéconomiques et l'encouragement à la transdisciplinarité au sein des institutions, notamment universitaires. Cette recherche viserait notamment à proposer différentes options au choix politique.

Le pic pétrolier, moteur d'une véritable transition énergétique et économique pour la Wallonie ? Au lieu de mettre en évidence les aspects négatifs de l'inaction face au pic pétrolier, certains auteurs mettent en avant les aspects positifs de la transition au niveau économique, social et environnemental. Ils estiment que la Wallonie devrait orienter ses

politiques pour rendre possible la transition vers une société post-fossiles et guider le citoyen dans ses choix énergétique, en l'intégrant dans une perspective de long terme. Le cadre juridique, la fiscalité, la politique de prix, la recherche, l'éducation, les sciences humaines, ainsi que les normes de produits, ont été cités comme leviers essentiels. Certains estiment également qu'avec le pic pétrolier, il conviendrait de s'interroger sur l'opportunité et la durabilité de la stratégie wallonne de ces dernières années, notamment au niveau logistique et aéroportuaire, et d'adapter les priorités vers des secteurs qui devraient tirer parti du pic pétrolier, notamment en organisant et soutenant une offre de formation dans ces secteurs. Pour atteindre ces objectifs, certains auteurs proposent que la Wallonie se dote d'outils de prospective de moyen et long terme, et de faire participer les acteurs économiques wallons à cette prospective.

Le pic pétrolier ne remet pas en cause le réchauffement climatique. Selon les modèles du GIEC, il est conseillé de ne pas dépasser le seuil de 450 ppm de CO₂ eq dans l'atmosphère ; ce seuil correspond à une probabilité de 50% de voir la température de l'atmosphère augmenter de plus de 2°C par rapport au niveau pré-industriel. En ce qui concerne le pétrole, les trois scénarios « pic de production » encadrent le scénario 450 de l'IEA. Cela paraît encourageant pour le climat, car dans l'optique de l'IEA, atteindre le scénario 450 nécessiterait de prendre des mesures politiques fortes, alors que dans l'optique des scénarios « pic de production », atteindre le scénario 450 se fera « naturellement », sous l'action conjuguée des contraintes physiques et économiques. Cependant, le pétrole n'est pas la seule source fossile de CO₂, et principalement à cause du charbon, le seuil de 450 ppm de CO₂ eq est dépassé sur le long terme. Le pic pétrolier ne remet donc pas en question la croissance de l'accumulation de CO₂ dans l'atmosphère. Certains auteurs donnent dès lors comme priorité la réduction du contenu carbone du mix énergétique.

INTRODUCTION

La problématique du pic pétrolier qui transparait tout au long de ce rapport a été très bien résumée par Miller et Sorrell:

“La disponibilité en abondance de carburants naturels liquides bon marché constitue les fondations des économies industrielles modernes, et à l’heure actuelle, la grande majorité de ces carburants provient de ce qu’on appelle le pétrole conventionnel. Le pétrole fournit plus d’un tiers de l’énergie primaire mondiale et alimente plus de 95% des moyens de transport - un secteur à l’importance primordiale où il n’y a pas de substitut aisé. Cette substance nous est si familière qu’on en oublie à quel point elle est remarquable: le pétrole a mis des millions d’années à se former à partir de restes d’organismes marins et autres; on ne le trouve que dans un petit nombre d’endroits où des conditions géologiques particulières coïncident; il combine une densité énergétique élevée par unité de masse et de volume; il est à la fois très flexible et facilement transportable. Un litre de diesel contient assez d’énergie pour déplacer un camion de quarante tonnes sur trois kilomètres - un exploit impossible à réaliser avec une propulsion par batteries par exemple. Et malgré des taxes élevées dans beaucoup de pays et des prix du pétrole historiquement élevés, un litre de diesel reste meilleur marché qu’une tasse de café.

Le pétrole est une ressource fossile finie qui s’épuise rapidement, et la capacité à maintenir l’offre et à l’augmenter est une préoccupation récurrente depuis plus de 50 ans. Pendant la première décennie de ce siècle, de plus en plus de commentateurs ont commencé à prévoir dans un avenir proche un pic de la production mondiale de pétrole conventionnel - appelé “pic pétrolier”-, suivi d’un déclin inexorable de cette production. Il était admis que ce processus entraînerait des perturbations importantes et durables de l’économie mondiale, les sources d’énergie alternatives étant incapables de “combler le déficit” à un coût acceptable dans le laps de temps imparti. A l’opposé, d’autres commentateurs ont répliqué que des prix du pétrole en hausse stimulent la découverte et la récupération accrue de pétrole conventionnel, le développement de ressources “non-conventionnelles” telles que les sables bitumineux, et la diffusion de substituts tels que les agrocarburants et les véhicules électriques, tout cela sans perturbation économique. A l’appui de leurs arguments, le premier groupe cite le plateau sur lequel se maintient la production de pétrole brut depuis 2005, et l’augmentation correspondante des prix du pétrole. Le deuxième groupe cite la croissance rapide et récente de la production de *tight oil* aux États-Unis. Mais en dépit de ces différences, il y a un consensus croissant que l’ère du pétrole bon marché est terminée et que nous entrons dans une phase nouvelle et très différente.

Le débat contemporain sur le pic pétrolier trouve ses origines dans les batailles sans fin entre “optimistes des ressources” et “pessimistes des ressources”, qu’on peut faire remonter au moins jusque Malthus. Ces batailles reposent sur les points de vue différents des personnes issues des sciences naturelles et des personnes issues des sciences sociales. Mais dans le cas du pétrole, elles sont grandement amplifiées par les difficultés à obtenir les données pertinentes, par le manque de fiabilité des données disponibles, et par l’influence généralisée

d'intérêts économiques et politiques puissants. De plus, une évaluation complète du défi posé par la déplétion pétrolière doit aller au-delà d'une estimation géologique de la taille des ressources, et inclure le potentiel des différentes technologies d'extraction, le coût de production des différentes ressources, le fonctionnement des marchés pétroliers mondiaux, la géopolitique de la sécurité des approvisionnements en pétrole, et le potentiel technique et économique d'amélioration de l'efficacité énergétique et de substitution des ressources dans les multiples secteurs utilisateurs finaux de l'énergie. En pratique, peu d'études peuvent prendre en compte cette complexité de façon adéquate"¹.

Les deux groupes de commentateurs auxquels Miller et Sorrell font référence se retrouvent dans cette enquête.

Le premier groupe, préoccupé par l'arrivée possible d'un pic pétrolier mondial (entre maintenant et 2030 selon les auteurs), concentre la plupart des soumissions. A titre d'illustration de ce groupe, reprenons les propos de Bentley et Laherrère :

Laherrère : "Certains prétendent que le « peak oil » est une théorie non-scientifique (Justin Vaisse du Centre d'Analyse, de Prévision et de Stratégie du Quai d'Orsay), ignorant que la majorité des pays producteurs (France, Royaume-Uni, Norvège) ont vu leur production décliner après un pic : le pic de la Mer du Nord est un fait, non une théorie"².

Dans un article au titre explicite "Il ne faut pas s'étonner du prix du pétrole", **Bentley** écrit que "dans les années 1970s et 1980s, la plupart des scientifiques qui étudiaient la déplétion pétrolière savaient qu'il y avait assez de pétrole conventionnel pour que la production mondiale continue d'augmenter jusqu'à l'an 2000 environ, pour ensuite décliner. [...] Dès lors, on n'aurait pas dû être surpris par les contraintes de plus en plus grandes sur l'offre pétrolière, apparues depuis 2002 environ, et par la hausse des prix correspondante. Depuis 2005, la production mondiale de pétrole conventionnel est sur un plateau, et ce que Campbell appelle 'pétrole classique' est en déclin. Ce qui est surprenant, c'est que la plupart des analystes n'ont pas perçu cette contrainte qui planait sur l'offre pétrolière. On avait oublié pourquoi la production d'une région atteint un pic ; on avait aussi oublié quand l'offre mondiale de pétrole rencontrerait vraisemblablement des difficultés."³

Le deuxième groupe de commentateurs, celui qui estime qu'il n'y a pas de problème de pic pétrolier, comporte deux auteurs :

Paul Storme : "Je n'ai jamais cru dans ce pic pétrolier, ni gazier par ailleurs. La terre est une boule de carbone."⁴

FPB : "Régulièrement des experts d'horizons divers annoncent le déclin des réserves pétrolières, la fin des hydrocarbures liquides. Ils expliquent que nous avons bu la moitié du verre, que l'autre moitié disparaîtra rapidement si nous ne freinons pas notre consommation de pétrole. Certains affirment que le "pic pétrolier" est atteint et dépassé, que nous devons

¹ Soumission Miller et Sorrell

² Soumission Laherrère(2)

³ Soumission Bentley(1)

⁴ Soumission Storme

nous préparer à une crise majeure d’approvisionnement, que les gouvernements doivent prendre des mesures immédiates pour faire face à ces menaces (comme le démontre l’enquête publique organisée par le Parlement wallon au sujet du “pic pétrolier”). [...] A l’échelle de l’Humanité, ce sont les innovations technologiques qui font la différence, non pas les prévisions aléatoires basées sur l’expérience du passé.”⁵

Enfin, il est parfois difficile de ranger dans l’une ou l’autre catégorie certains auteurs, comme **essenscia**, qui affirme tout d’abord que le pic pétrolier est un mythe, et affirme ensuite que la raréfaction des produits pétroliers dans un avenir plus ou moins proche les préoccupe⁶. **Blasband** tient sensiblement le même discours, voyant le pic comme un argument théorique et abstrait, une fraude intellectuelle, mais le considérant ensuite comme l’un des grands dangers qui guettent l’Humanité et proposant des solutions⁷. Pour le commun des mortels, ces propos sont contradictoires. Qu’est-ce qui est ici mis en doute ? La possibilité d’un déclin futur de la production ? Les causes du déclin ? Les modèles utilisés pour prévoir ce déclin ? Difficile à dire, mais cela montre qu’avant même de discuter prévisions et conséquences d’un pic pétrolier, il existe déjà un flou autour de ce qu’on entend par « pic pétrolier ».

Le but de ce rapport est dès lors d’améliorer la compréhension de ce problème complexe, en confrontant les points de vue des uns et des autres.

⁵ Soumission FPB

⁶ Soumission essenscia

⁷ Soumission Blasband

1. LE PIC PETROLIER

1.1. ORIGINE ET CLASSIFICATION DES HYDROCARBURES

A travers les soumissions, il transparaît que différents auteurs utilisent différentes classifications d'hydrocarbures, ou regroupent des hydrocarbures différents sous des termes similaires, ce qui est source de nombreux malentendus. Certains auteurs soulignent d'ailleurs ces problèmes. Avant toute discussion sur le pic pétrolier, il apparaît dès lors primordial de traiter du classement des hydrocarbures (selon leur origine, propriétés physiques, etc.), et de fournir quelques points de nomenclature utile à la compréhension du reste du rapport.

1.1.1. Origine des hydrocarbures

Pétrole et gaz se formèrent dans le passé géologique, sous l'action de processus connus. La plupart du pétrole provient de micro-organismes qui ont proliféré dans des mers chaudes et peu profondes, lors de deux époques de réchauffement climatique, il y a 90 et 150 millions d'années⁸. Une partie de ces micro-organismes, une fois morts, furent enfouis avec des sédiments et se sont enfoncés. La matière organique a alors suivi un lent processus de *maturation*. Dans les couches supérieures, ce sont tout d'abord d'autres micro-organismes qui ont agi en conditions anaérobiques, générant du gaz. Ce premier stade de transformation de la matière organique la convertit en un mélange de très grosses molécules, appelé *kérogène*, qui sont prisonnières d'une roche argileuse qu'on appelle *roche-mère*. Lorsque les roches-mères atteignent de plus grandes profondeurs, la température et la pression augmentent, et à partir d'environ 2000 m, les processus thermogéniques prennent le relais. Entre environ 50°C et 120°C, le kérogène se fragmente et libère de plus petites molécules enrichies en hydrogène, qui forment un liquide. C'est le pétrole, encore appelé huile. Cette gamme de température correspond à ce qu'on appelle la *fenêtre à huile*. Si les roches-mères atteignent de plus grandes profondeurs, la température augmente davantage, et au-delà de 120-160°C, on entre dans la *fenêtre à gaz*. La fragmentation se poursuit au niveau des résidus de kérogène, mais affecte également les liquides formés précédemment. Les molécules obtenues sont plus petites, et forment d'abord du *gaz humide* (le terme "humide" ne fait pas référence à l'eau, mais à la présence d'hydrocarbures condensables à faible pression), puis on aboutit finalement au *gaz sec*, stade ultime de la dégradation, composé de la fraction la plus légère, le méthane.

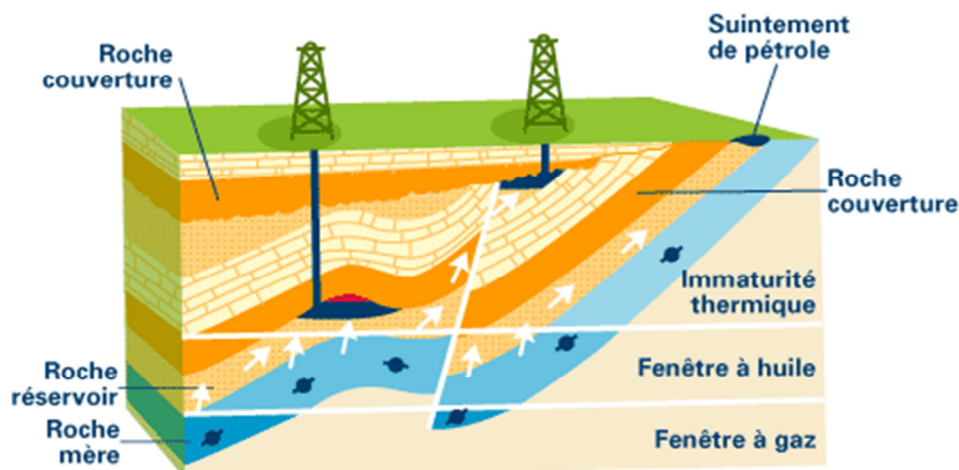
Le pétrole et le gaz formés au sein des roches-mères peuvent en être expulsés. Étant moins denses que l'eau, les hydrocarbures vont généralement migrer vers la surface, en remplaçant les molécules d'eau contenues dans les pores et les fissures des roches. Le pétrole peut atteindre la surface, et forme alors des suintements ou des lacs de bitume, après évaporation des constituants les plus volatils, mais il peut aussi être stoppé dans sa progression par une barrière imperméable appelée *roche couverture*. Dans certains cas favorables, la structure géologique forme un *piège*, au sein duquel le pétrole peut s'accumuler au sein d'une *roche*

⁸ Soumission Campbell

réservoir plus ou moins poreuse et perméable, par exemple le grès. Un grès est constitué de grains de sable séparés par des espaces, qui peuvent être occupés par des fluides. Ces derniers saturer les roches en couches, des plus légers aux plus denses : le gaz au-dessus de l'huile, et l'huile au-dessus de l'eau.

Un **gisement** se compose d'un ou plusieurs réservoirs, parfois plusieurs dizaines ou centaines, superposés ou proches latéralement. Les gisements sont des objets géologiques spatialement définis, dont la taille va jusqu'à atteindre les dimensions de **géants** et **super-géants**, généralement définis comme tels lorsqu'ils contiennent respectivement plus de 500 millions et 5 milliards de barils récupérables. La distribution de taille des gisements commerciaux est connue et indique que la majorité des ressources pétrolières tend à être localisée dans un petit nombre de gros gisements. Ainsi, bien qu'il y ait 70 000 gisements de pétrole productifs à travers le monde, les 500 plus gros comptent pour les deux tiers du pétrole découvert jusqu'à aujourd'hui⁹. Comme on le verra par la suite, le fait que les gisements soient des **objets définis spatialement**, et présentent cette distribution de taille particulière, a des implications considérables dans les projections d'évolution des réserves et de la production¹⁰.

Figure 1 : Schéma d'un système pétrolier



Source : IFP Énergies Nouvelles¹¹

Un **système pétrolier** (Figure 1) désigne un ensemble particulier de facteurs géologiques propices à l'accumulation de pétrole au sein d'une région géographique définie : la roche-mère, sa maturité, le chemin de migration des hydrocarbures, la roche réservoir, la roche couverture, le piège, et la succession des événements géologiques.

Sur terre, des processus similaires ont conduit à la formation du charbon, et de méthane, par exemple le grisou des mineurs, aujourd'hui exploité sous le nom de **CBM** (*coal bed methane*).

⁹ Sorrell, S.; Speirs, J.; Bentley, R.; Miller, R.; Thompson, E., Shaping the global oil peak: A review of the evidence on field sizes, reserve growth, decline rates and depletion rates. *Energy* 2012, 37, 709-724. Cité dans : Soumission de Miller R. G., Sorrell S. R., The Future of Oil Supply, 2013.

¹⁰ Une partie des informations de ce chapitre se retrouve notamment dans la soumission de Miller et Sorrell.

¹¹ Portail IFP Energies Nouvelles, <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-cles-pour-comprendre/les-sources-d-energie/le-petrole>

1.1.2. Classification des hydrocarbures

Bauquis a largement détaillé les problèmes de classification des hydrocarbures, repris ci-dessous :

Dans les énergies hydrocarbonées, il y en a qui sont solides, liquides et gazeuses. Et entre le liquide et le gazeux, il y a un *continuum*, depuis des liquides très pâteux, presque solides, jusqu'au gaz, en passant par des productions mixtes, soit de liquides très riches en gaz ou soit de gaz très riches en liquides. En fait, il y a presque toujours du gaz dans un gisement de pétrole, et il y a presque toujours du liquide dans un gisement de gaz. Ce continuum ne se limite pas à la composition des hydrocarbures, mais s'étend aussi aux propriétés des roches qui les renferment (depuis des roches très perméables jusqu'aux roches imperméables) et aux limites technologiques parfois utilisées pour classer les hydrocarbures (des mers peu profondes aux mers profondes et ultra-profondes). Tout cela estompe la distinction traditionnelle entre pétrole conventionnel et non-conventionnel. Ce continuum ne se limite pas non plus aux hydrocarbures d'origine pétrolière, mais s'étend aux carburants de synthèse obtenus à partir de gaz naturel, de charbon, ainsi qu'aux biocarburants. L'existence d'un continuum entre catégories pose des problèmes de comptabilité et de définition, aussi bien des réserves que des productions. Il convient donc de manier avec prudence les statistiques, sans quoi on peut faire dire aux chiffres des choses assez différentes, même pour des choses qui paraissent élémentaires. Qu'est-ce que la production de pétrole ? Le concept paraît très simple. Pourtant, des sources différentes peuvent donner des chiffres très différents, car elles ne comptabilisent pas la même chose sous la dénomination « pétrole » (par exemple, on peut y retrouver des carburants synthétiques issus du charbon)¹².

Ce qui suit définit les catégories d'énergies hydrocarbonées liquides et gazeuses citées dans ce rapport¹³.

1.1.3. Le Gaz

Le *gaz naturel*, ou *méthane* (CH₄), est extrait de gisements de pétrole (*gaz associé*), de gisements de gaz (*gaz non associé*), ainsi que d'autres sources (charbon, biomasse, etc.). Intéressons-nous aux deux premières sources de gaz. A la sortie des puits, le gaz contient du méthane, mais il peut aussi contenir d'autres hydrocarbures plus lourds. Dans ce cas, le gaz est dit *humide*, car ces hydrocarbures plus lourds se condensent aisément en tête de puits (ils sont alors appelés *condensats*, voir ci-dessous) ou dans des unités de séparation (ils sont alors

¹² Les informations de ce paragraphe proviennent de l'audition de Bauquis et de l'article Babusiaux, D., Bauquis, P.-R., Que penser de la raréfaction des ressources pétrolières et de l'évolution du prix du brut ? Les cahiers de l'économie - n° 66, 2007.

¹³ Des informations sur les définitions et catégories d'hydrocarbures peuvent être trouvées dans la soumission de Miller et Sorrell; dans Sorrell S. R., Speirs, J., Rapport de l'UKERC sur l'épuisement des réserves mondiales de pétrole, Rapport technique 1 : Sources et complexité des données, 2009 (version française 2010); l'EIA et l'IEA disposent également de glossaires.

appelés *liquides de gaz naturel* ou *LGN*, voir ci-dessous). Après séparation, il reste le méthane, et le gaz est dit *sec*. Il est toutefois possible de condenser le méthane en abaissant sa température (-161°C à pression ambiante), pour son transport maritime sous forme liquide à bord de méthaniers. On l'appelle alors *gaz naturel liquéfié (GNL)*, à ne pas confondre avec les LGN).

Les chiffres de production de gaz naturel font souvent référence au gaz sec, mais ils font parfois référence à des catégories différentes, qui comportent des composés additionnels. Les chiffres de production correspondants seront plus élevés. Si on classe ces catégories, en partant des chiffres de production les plus élevés jusqu'aux plus faibles, on trouve¹⁴:

- le *gaz brut*¹⁵, qui comprend le méthane et tous les composés (hydrocarbonés ou non) présents dans le flux gazier en sortie des puits.
- le *gaz brut hors réinjecté*, c.-à-d. le volume brut duquel on soustrait le gaz qui est réinjecté dans les gisements pour en maintenir la pression.
- le *gaz commercialisé*, soit le gaz brut hors réinjecté, duquel on a également soustrait les pertes d'éventage et de torchage et les gaz non-hydrocarbonés (CO₂, N₂,...), qui sont éliminés par traitement.
- le *gaz sec*, qui est le gaz commercialisé duquel on a soustrait condensats et LGN. Il n'est constitué que de méthane.

Il convient d'être cohérent dans l'utilisation des données. On notera également que la production de gaz naturel influence les statistiques de production des hydrocarbures liquides, au travers des condensats, LGN, et carburants synthétiques à base de gaz naturel liquéfié (GTL, voir plus loin), qui sont comptabilisés comme liquides. Le GNL, bien qu'à l'état liquide, est comptabilisé comme gaz puisque l'état liquide est transitoire et n'est désiré que pour permettre le transport du méthane par bateau. Arrivé à destination, le méthane retourne en phase gazeuse avant sa distribution.

1.1.4. Les liquides

- Le *pétrole brut* est un mélange d'hydrocarbures qui existent à l'état liquide dans les gisements et qui restent liquides une fois extraits. Les bruts sont classés selon leur teneur en soufre et leur densité, qui est normalement exprimée en unités de densité API (American Petroleum Institute). Le brut peut être *léger* (>30°API), *moyen* (entre 20°API et 30°API) ou *lourd* (généralement <20°API).

¹⁴ Il s'agit ici des définitions de l'EIA; Laherrère présente également dans ses soumissions des courbes de production, du gaz brut au gaz sec, permettant ainsi de comparer les volumes des différentes catégories.

¹⁵ « Brut » est ici considéré dans le sens de « global » (toutes les substances contenues dans le flux gazeux), et ne fait donc pas référence au pétrole brut.

- Les **condensats** sont un mélange d'hydrocarbures de type C₅ (pentane) à C₈ (octane), très légers et volatils, typiquement entre 50 et 85°API, qui se condensent spontanément en sortie des puits suite à la décompression et au refroidissement des gaz (associés ou non associés). Au niveau de leur comptabilité, les condensats peuvent être inclus dans une catégorie propre. Cependant, les condensats provenant de gaz associés sont généralement combinés au flux de pétrole brut en sortie des puits. Ils seront donc souvent comptabilisés dans les statistiques de production du brut. Les condensats extraits de gaz naturel non associé sont généralement inclus dans les données de LGN (voir ci-dessous). Cependant, les pratiques comptables diffèrent d'un pays à l'autre. Laherrère indique que pour l'Energy Information Administration (EIA), les condensats sont classés avec le brut ; pour l'International Energy Agency (IEA), ils sont classés comme brut s'ils sont vendus avec le brut, et ils sont classés comme LGN s'ils sont vendus avec le gaz naturel. Et d'une année à l'autre, en fonction de la renégociation des contrats de vente, les condensats peuvent changer de catégorie, et ainsi perturber les chiffres de production de brut et de LGN¹⁶.

- Les **liquides de gaz naturel**, ou **LGN**, désignent la fraction hors méthane du gaz naturel, c.-à-d. des hydrocarbures légers qui sont liquides à température et pression normales ou qui peuvent facilement l'être à pression modérée, comme l'éthane, le propane, et le butane. Les LGN sont récupérés dans des usines de traitement du gaz naturel. Les LGN comprennent parfois aussi les condensats de gaz naturel non associé. L'EIA et l'IEA fournissent des données de production de LGN, avec des chiffres qui diffèrent par la comptabilisation des condensats (voir ci-dessus). De nombreuses sources ne séparent pas les LGN du pétrole brut dans les statistiques.

- Le **pétrole extra-lourd et les sables bitumineux** (ou sables asphaltiques) résultent de la dégradation progressive d'un pétrole brut, qui a perdu ses fractions les plus volatiles et a été altéré par oxydation bactérienne et biodégradation. Il s'agit d'un pétrole <10° API, bien que cette définition ne soit pas non plus universelle. L'eau ayant une densité API de 10°, ces pétroles sont plus lourds que l'eau ; le piégeage conventionnel du brut au-dessus d'un plan d'eau disparaît. Etant très visqueux, l'extra-lourd et les bitumes situés en profondeur sont généralement produits par injection de vapeur, un procédé onéreux et énergivore. La plupart de la production actuelle provient du Canada et du Venezuela. Dans la ceinture de l'Orénoque au Venezuela, la température des réservoirs, de l'ordre de 50°C, permet à l'huile d'être suffisamment fluide que pour pouvoir être pompée¹⁷. Situé à moins grande profondeur, l'extra-lourd canadien est plus froid, et donc beaucoup plus visqueux, d'où son appellation de bitume, une substance très visqueuse, voire solide, à température ambiante. La majorité de la production actuelle provient d'exploitations minières à ciel ouvert en Alberta, d'où est extrait un mélange de sables, d'eau, d'argile et de bitume. Après traitement, le bitume peut être mis directement sur le marché ou être converti en pétrole de synthèse – appelé **syncrude**. D'autres

¹⁶ Commentaire de Laherrère à la première version de ce rapport.

¹⁷ <http://total.com/fr/energies-savoir-faire/petrole-gaz/exploration-production/secteurs-strategiques/huiles-extra-lourdes/sables-bitumineux/huiles-extra-lourdes-sables-bitumineux/presentation>.

grandes accumulations d'extra-lourd se situent en Russie, en Chine, en Roumanie, au Nigeria et aux États-Unis.

- Les **schistes bitumineux**. Alors que les sables bitumineux correspondent à un gisement de pétrole en fin de vie, les schistes bitumineux correspondent à un stade préliminaire à la naissance du pétrole. Il s'agit de roches sédimentaires à grain fin riches en un kérogène qui n'a atteint ni une température ni une pression suffisantes pour être transformé en pétrole. Les processus d'exploitation et de transformation des schistes bitumineux impliquent généralement de concasser la roche, et de la chauffer à haute température afin que le kérogène se décompose en gaz, liquides et résidus solides. Des processus in situ sont également développés, qui permettent de chauffer les roches sous terre.

- Le **tight oil (pétrole de réservoirs compacts)** est un pétrole léger qui provient de formations géologiques de très faible perméabilité. Aujourd'hui, ces pétroles sont souvent classés séparément dans les statistiques, pour souligner la contribution du **pétrole de roches-mères** (shale oil en anglais, plus connu dans le grand public sous le nom de pétrole "de schiste" ou d'huile "de schiste") qu'on inclut désormais dans cette catégorie. Pour un géologue, écrit Bauquis, pétrole de réservoirs compacts et pétrole de roches-mères sont complètement différents. Le premier a migré vers une roche réservoir qui est redevenue très compacte du fait de sa cimentation progressive au cours des âges géologiques. Le second est resté prisonnier de sa roche-mère. Mais comme ces pétroles sont produits par les mêmes technologies, pour simplifier les statistiques, certaines bases de données mélangent les deux. Quant à la dénomination "schiste", il s'agit d'une mauvaise traduction de l'anglais. En géologie, le mot "schiste" vise des roches métamorphiques, alors que les roches-mères ne sont pas des roches métamorphiques, mais des roches sédimentaires litées qui n'ont pas grand-chose à voir avec des schistes¹⁸.

- Les **carburants xTL**, avec x pouvant être du charbon (CTL), du gaz naturel (GTL), de la biomasse (BTL), ou de l'hydrogène (HTL) sont des carburants de synthèse obtenus par des processus de conversion spécifiques. L'un des plus connus est le procédé Fischer-Tropsch, qui réduit le charbon, la biomasse ou le gaz naturel en un mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène, avant transformation en carburants liquides à l'aide de catalyseurs. Les HTL, carbonisation d'hydrogène obtenu à partir de sources non carbonées (par exemple, électrolyse de l'eau par électricité d'origine nucléaire ou éolienne) et de CO₂ est un concept proposé il y a près de dix ans par Bauquis¹⁹. Notons que les xTL doivent plutôt être vus comme des vecteurs d'énergie que comme des sources d'énergie, puisqu'ils sont synthétisés à partir d'autres formes d'énergie.

- Les **biocarburants** sont des carburants issus de la biomasse. Les biocarburants de première génération se composent de la filière alcool, principalement l'éthanol issu de la fermentation des sucres ou de l'amidon de certaines cultures agricoles, et de la filière huile,

¹⁸ Audition Bauquis

¹⁹ Audition Bauquis, Présentation powerpoint, slide 19.

qui utilise directement les huiles végétales ou les modifie en biodiesel. Les biocarburants de deuxième génération visent à transformer la lignine et la cellulose (bois, paille) en carburants liquides (éthanol par exemple) par différents procédés. Le BTL fait partie des biocarburants de deuxième génération. Les carburants générés à partir d'algues sont dits de troisième génération.

- Les *gains de raffinage*. Dans les statistiques pétrolières apparaît souvent une catégorie particulière, qui ne correspond pas à une nouvelle source d'énergie et qui est une conséquence de la comptabilisation du pétrole sous forme de volume (barils) et non de contenu énergétique (joule, calories, etc.). Il s'agit des gains de raffinage. Ils correspondent à l'augmentation de volume observé au raffinage, dû à la transformation du pétrole en produits de raffinage qui, en moyenne, ont une densité spécifique plus faible que le pétrole brut dont ils sont issus. Cela se fait notamment par hydrocraquage (ajout d'hydrogène, actuellement issus du gaz naturel), rendant une partie des gains de raffinage assimilable à du GTL. Insistons sur le fait que les gains de raffinage sont des gains de volume, lesquels ne correspondent pas à des gains d'énergie équivalents. En réalité, ils n'augmentent en rien la quantité d'énergie primaire dont on dispose. Ils sont en fait associés à une perte d'énergie, car la raffinerie consomme de l'énergie lors du raffinage.

Parmi ces différentes catégories de liquides, certaines sont cataloguées pétrole conventionnel, d'autres pétrole non-conventionnel, d'autres encore substitués du pétrole (pétroles synthétiques). Là encore, les définitions, les frontières entre les catégories peuvent différer d'une source à l'autre, et changer au cours du temps.

Certains auteurs définissent la frontière entre pétroles conventionnel et non-conventionnel sur des bases **technico-économiques** ; cette frontière évolue donc dans le temps avec les progrès techniques. Ainsi, la FPB indique que le pétrole de Mer du Nord, hier non-conventionnel est aujourd'hui qualifié de conventionnel²⁰. Campbell traite lui aussi les pétroles en eau profonde et en régions polaires comme du non-conventionnel²¹. Notez que la reclassification des pétroles ne se fait pas toujours du non-conventionnel vers le conventionnel. Ainsi, dans le rapport World Energy Outlook (WEO) 2011 de l'IEA, le tight oil (combiné au pétrole de roche-mère) était classé comme pétrole conventionnel, mais dans le WEO2012, l'IEA l'a changé de catégorie et classé comme non-conventionnel, vraisemblablement impressionné par les débits inattendus obtenus par la combinaison des techniques de fracturation hydraulique et forage horizontal.

D'autres auteurs (Bauquis, Laherrère notamment) préfèrent utiliser une frontière entre conventionnel et non-conventionnel définie sur des bases **physiques**, ce qui rend insensible la frontière aux facteurs technico-économiques. Les gisements seront dits non conventionnels si la roche contenant les hydrocarbures est une roche de très faible perméabilité (une roche réservoir peu perméable ou une roche mère), ou si la qualité du pétrole ne permet pas une exploitation classique, comme par exemple les sables bitumineux et le pétrole extra-lourd. Les

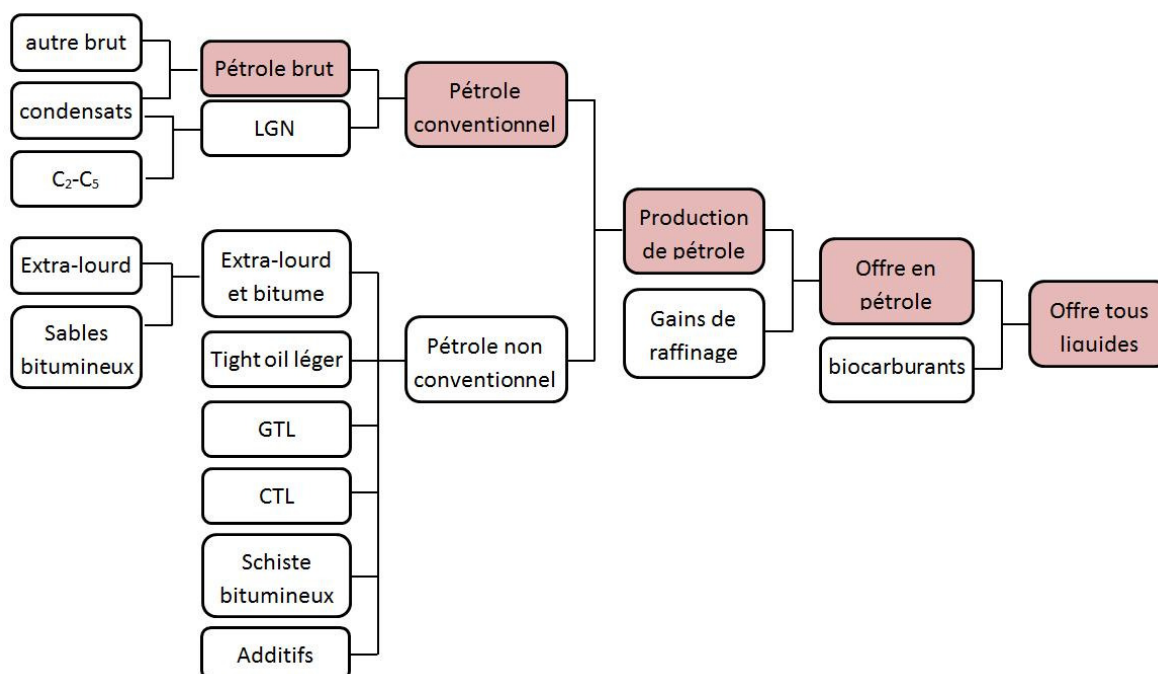
²⁰ Soumission FPB

²¹ Soumission Campbell

hydrocarbures non conventionnels se caractérisent alors par l'obligation de stimuler la roche dans laquelle ils sont piégés dès la première phase d'exploitation pour obtenir une production commerciale²².

Cette pléthore de définitions, classes d'hydrocarbures, changements de définitions et de catégories, et la présence d'un continuum entre catégories, n'aide pas à s'y retrouver dans les statistiques ni à comparer des rapports d'une année sur l'autre. A titre d'exemple, la Figure 2 reprend la classification des liquides utilisée par l'IEA dans son WEO2012. Il existe jusqu'à cinq chiffres différents pour la production de « pétrole » (sur la Figure 2, identifiés par un fond rouge), le mot « pétrole » étant ici employé dans un sens très large, et à la limite abusif, mais qu'on retrouve dans la bouche de bon nombre de commentateurs.

Figure 2 : Classification des liquides utilisée par l'IEA dans le WEO2012.



Campbell définit une catégorie supplémentaire, appelée « **pétrole classique** », qui comporte les bruts et condensats à l'exception de ceux produits en eaux profondes et dans les régions polaires, et les pétroles lourds < 17,5° API²³.

²² Hydrocarbures non conventionnels, IFP, avril 2011

²³ Soumission Campbell

D'une base de données à l'autre, des **dénominations similaires peuvent inclure des liquides différents** :

- Dans la catégorie « **pétrole brut** », l'IEA exclut l'extra-lourd, les sables bitumineux, les schistes bitumineux, et le tight oil, alors que l'EIA les inclut.
- Dans la catégorie « **pétrole conventionnel** », l'IEA, Bauquis, Miller et Sorrell ajoutent les LGN; Laherrère et Campbell les excluent.
- La catégorie « **production de pétrole** » apparaît dans les statistiques de l'IEA, EIA et BP, mais elle exclut les gains de raffinage pour l'EIA, les gains de raffinage et les biocarburants pour l'IEA, les gains de raffinage, les biocarburants, le GTL et le CTL pour BP.

Parfois, **pour une même dénomination et une même définition, il peut y avoir de fortes variations d'une base de données à l'autre**. Ainsi en est-il des chiffres des LGN, qui sont 30% plus élevés à l'IEA qu'à l'EIA. Cette différence vient principalement de la comptabilisation des condensats, qui sont tantôt comptabilisés avec le brut, tantôt avec les LGN.

Des **problèmes de double comptabilisation** peuvent également survenir, par exemple le gaz et le charbon servant à synthétiser les GTL et CTL peuvent être comptabilisés une première fois dans les statistiques de production de gaz et de charbon, et une seconde fois dans les statistiques de production "pétrolière" (IEA, EIA, mais pas BP).

1.1.5. Conclusions

Pour différentes personnes et différentes bases de données, ce qu'on entend par "pétrole" peut recouvrir des liquides hydrocarbonés de natures très différentes, y compris des carburants synthétiques issus du charbon, du gaz et de la biomasse. Il importe donc de **se référer aux définitions et de les préciser avant de discuter des chiffres**, en particulier quand il s'agit de débattre sur la date du pic pétrolier et l'évolution de la production pétrolière future, car chaque catégorie de pétrole a ses propres coûts, caractéristiques et profils de déplétion, peut donc atteindre son pic de production à des dates différentes, et réagir différemment aux évolutions technologiques et économiques.

Même avec des définitions cohérentes entre sources de données, des problèmes considérables peuvent survenir lorsqu'il s'agit d'appliquer ces définitions. **Il est donc recommandé de ne pas mélanger des données provenant de sources différentes.**

Certains auteurs définissent la frontière entre pétroles conventionnel et non-conventionnel sur des bases technico-économiques (profondeur des mers, zones polaires,...), d'autres préfèrent le faire sur des bases physiques (roches peu perméables ou pétrole visqueux, qui obligent de stimuler la roche pour obtenir une production commerciale). Dans la suite de ce rapport, nous retiendrons une frontière conventionnel/non-conventionnel définie sur bases physiques, car ce sont ces facteurs physiques qui influencent les taux de récupération et débits de production. Il est dès lors possible d'étudier séparément les deux catégories d'hydrocarbures, car leur comportement sera très différent. Ca n'aurait pas été le cas si la frontière avait été technico-économique, un gisement dans l'Arctique pouvant se comporter de la même façon qu'un gisement au Texas.

Dans la suite de ce rapport, le pétrole conventionnel sera défini comme le pétrole brut conventionnel, c.-à-d. hors LGN.

1.2.LES RESERVES

Depuis des années, la question des réserves alimente la controverse sur le pic pétrolier, en partie parce qu'il existe différentes catégories de réserves, qui peuvent mener à des conclusions totalement différentes quand on les analyse. Dans le cadre de cette enquête, on retrouve cette ségrégation entre les auteurs, certains se focalisant sur les réserves prouvées (essencia, FPB), d'autres sur les réserves prouvées et probables (Bauquis, Laherrère, Campbell, Miller et Sorrell, Bentley,...).

Cette partie du rapport traite des notions de ressource, réserve prouvée, réserve prouvée et probable, et réserve ultime, de l'obtention et de la compilation des chiffres des réserves, ainsi que de leur signification et utilité dans les prévisions de production pétrolière.

1.2.1. Ressources et réserves

Plusieurs auteurs notent qu'il y a souvent confusion entre ressources et réserves.

Les *ressources* correspondent à des estimations de la **quantité totale d'hydrocarbures qui existent**, dans les sédiments, dans les gisements découverts comme non découverts, et que ce soit technico-économiquement exploitable ou pas. Par exemple, le gaz des marais généré dans la vase d'une mare au fond d'un jardin est une ressource, mais il est peu probable que quelqu'un transforme cette ressource en réserves en installant un système de captation du gaz.

Les *réserves* de pétrole correspondent à la fraction des ressources présentes dans les gisements connus et dont l'extraction est considérée possible sous certaines conditions, qui incluent notamment des hypothèses économiques, des connaissances sur la faisabilité technique des projets, et des informations géologiques. Une appréciation personnelle entre aussi en ligne de compte. On peut donc obtenir différentes estimations pour un même gisement²⁴. Dès lors que les estimations des réserves sont incertaines par nature, des conventions ont été adoptées dans le but de quantifier le degré d'incertitude des estimations. Cependant, comme il n'y a pas consensus mondial sur les définitions des réserves, plusieurs organisations utilisent différentes conventions dans des buts distincts²⁵, où se mêlent des **considérations géologiques, techniques, économiques**, mais aussi souvent **politiques**.

Parmi les différentes conventions qui existent, nous aborderons ici la méthode probabiliste, largement mentionnée dans les soumissions²⁶. Il s'agit d'une méthode largement utilisée en science pour traiter les incertitudes, ici en exprimant les montants des réserves sous forme d'une distribution de probabilité d'existence. Pour faciliter le traitement des estimations, on ne s'intéresse généralement qu'à trois points de cette courbe de distribution, qui correspondent à trois niveaux de confiance différents, généralement définis comme suit²⁷:

²⁴ Mitchell, J., Petroleum reserves in question, Chatham House, 2004. Cité dans la soumission de Miller et Sorrell.

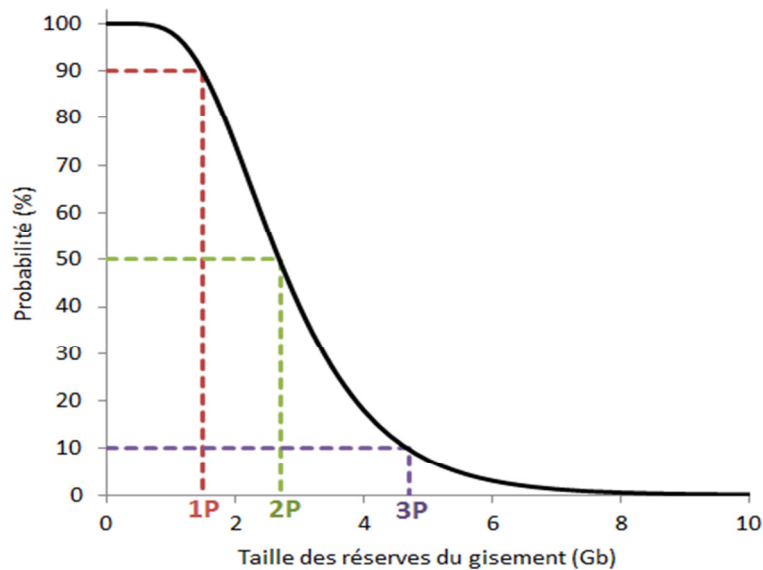
²⁵ Sorrell S. R., Speirs, J., Rapport de l'UKERC sur l'épuisement des réserves mondiales de pétrole, Rapport technique 1 : Sources et complexité des données, 2009 (version française 2010)

²⁶ par exemple soumissions FPB, Laherrère, Miller et Sorrell

²⁷ voir par exemple soumission Miller et Sorrell.

- les *réserves prouvées* (1P), pour lesquelles il y a 90% de chance qu'on récupérera davantage de pétrole que l'estimation annoncée.
- les *réserves prouvées et probables* (2P), pour lesquelles il y a 50% de chance qu'on récupérera davantage de pétrole que l'estimation annoncée.
- les *réserves prouvées, probable, et possibles* (3P), pour lesquelles il n'y a que 10% de chance qu'on récupérera davantage de pétrole que l'estimation annoncée.

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



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

Réserves d'un gisement

Pour les gisements individuels, selon ces définitions, les **réserves prouvées (1P) sous-estiment** la quantité de pétrole récupérable, puisque statistiquement, sur un grand nombre de gisements, plus de neuf gisements sur dix produiront plus de pétrole qu'annoncé. En fait, **la quantité de pétrole récupérable attendue est donnée par la moyenne** de la distribution de probabilité. La moyenne n'est pas toujours disponible dans les bases de données, mais se rapproche souvent de la valeur **médiane**, qui correspond à 2P (50% de probabilité), si bien que certains utilisent les **réserves prouvées et probables (2P) comme estimation de ce que les compagnies s'attendent extraire du sous-sol**. Durand écrit d'ailleurs que c'est généralement en fonction des chiffres 2P qu'est prise la décision d'exploiter ou non un gisement²⁸.

²⁸ Bernard Durand, Energie et environnement - Les risques et les enjeux d'une crise annoncée, EDP Sciences, 2007, p71.

Réserves d'une région

Pour obtenir les réserves d'un pays ou d'une région, typiquement, on somme les chiffres des gisements individuels. Cette façon de procéder n'est appropriée que si on somme les **moyennes** des distributions de probabilité. **Si on somme les valeurs 1P, on sous-estime davantage la quantité de pétrole récupérable.** Statistiquement, la somme de deux estimations ayant une probabilité d'existence de 90% donnera une estimation qui aura une probabilité d'existence supérieure à 90%. Les réserves 1P d'un pays sont donc supérieures à la somme des réserves 1P des gisements individuels du pays. Cette façon de procéder est pourtant appliquée par les bases de données, avec pour résultat, comme on le verra plus loin, de sous-estimer grandement et pendant des années, la quantité de pétrole récupérable des gisements.

Les erreurs de sommation sont beaucoup moins grandes quand on somme les réserves 2P des gisements individuels pour obtenir les réserves 2P d'une région. Le signe et l'amplitude de l'erreur dépendent de l'allure des courbes de distribution de probabilité, qui d'un gisement à l'autre, conduisent les chiffres 2P, tantôt à sous-estimer, tantôt à surestimer, la quantité de pétrole récupérable. Ces erreurs se compensent en partie. C'est une raison supplémentaire pour laquelle ceux modélisant le pic pétrolier travaillent avec les chiffres 2P plutôt que 1P comme estimation de la quantité de pétrole récupérable.

1.2.2. Sources et fiabilité des données

Le titre de la soumission de Laherrère "Le chaos des réserves d'hydrocarbures : exemple : les dernières estimations de BP 2013 pour le gaz" est suffisamment explicite pour illustrer l'un des problèmes majeurs des chiffres des réserves: leur fiabilité et leur disponibilité. Et dans ce domaine, il y a également des différences entre les réserves 1P et 2P.

1.2.2.1. Réserves prouvées

L'IEA, l'EIA, les agences gouvernementales (belges notamment; essencia cite les chiffres des réserves prouvées du dernier rapport du SPF Économie sur "Le marché de l'énergie en 2009"²⁹), et la plupart des études faisant référence aux réserves pétrolières, utilisent trois bases de données du domaine public qui compilent les réserves prouvées pays par pays:

- BP Statistical Review,
- Oil and Gas Journal (OGJ),
- World Oil.

Les données d'OGJ et World Oil sont rassemblées avec l'aide d'associations industrielles, de compagnies pétrolières, de sources privées, et d'enquêtes effectuées au niveau des états. Ainsi, le secrétariat de l'OPEP établit ses propres chiffres pour les réserves de ses membres, et ces chiffres sont ensuite utilisés par la plupart des autres sources, car celles-ci n'ont pas

²⁹ Soumission essencia

directement accès aux compagnies concernées, souvent nationalisées (OPEP, 2008). Le BP Statistical Review utilise ces mêmes sources, ainsi que les données publiées par OGJ et World Oil; les données d'OGJ postérieures à 1980 sont disponibles sur le site de l'EIA. Il y a donc interdépendance entre les bases de données, mais selon les sources, il y a des écarts significatifs dans l'évolution temporelle des réserves mondiales³⁰.

Les chiffres des réserves prouvées compilées dans ces bases de données correspondent rarement aux chiffres qu'on obtiendrait en utilisant la méthode probabiliste décrite précédemment, soit parce que d'autres méthodes sont utilisées, soit parce qu'il n'y a pas de règles formelles de comptabilisation. BP notait jusqu'à récemment à propos des réserves prouvées contenues dans sa base de données que "[...] Les chiffres des réserves publiés ne sont pas nécessairement conformes aux définitions, recommandations, et pratiques utilisées pour déterminer les réserves prouvées au niveau des compagnies [...], ni ne représentent nécessairement la vision de BP sur les réserves prouvées par pays"³¹.

De nombreux auteurs (Durand, Campbell, Laherrère, Miller et Sorrell, Bentley) ont relevé les facteurs affectant la fiabilité des données des réserves « prouvées »:

- Aux **États-Unis**, écrit Laherrère, les règles de la SEC (Security & Exchange Commission) obligent toute compagnie cotée en bourse à ne déclarer que ses réserves prouvées. Avant des modifications apportées en 2010, les réserves prouvées étaient définies par la SEC comme la quantité que l'on peut espérer récupérer avec une « **certitude raisonnable** » avec les équipements, la technique et l'économie existant au moment de l'évaluation. La notion de "certitude raisonnable" non clairement définie, a été interprétée avec une certaine liberté, chacun prenant ce qui lui convenait comme étant « raisonnable », la plupart du temps comme le plus probable, ou même une probabilité de 50%³².

Cependant, ne pouvait être déclaré comme prouvé que des réserves situées dans un rayon limité autour des puits productifs³³. Malgré la notion de "certitude raisonnable", le fait que le prouvé dépende du niveau de développement du gisement a conduit dans le passé à une forte sous-estimation des quantités de pétrole extractibles, et à des réévaluations continues à la hausse des réserves, au fur et à mesure que les gisements se sont couverts de puits. Comme on le verra plus loin, ce phénomène de « croissance des réserves », comme on l'appelle, influence fortement la perception qu'on peut avoir de l'évolution de la quantité de pétrole restante. Campbell écrit: "Les gisements sont devenus d'importants actifs financiers, ce qui a conduit la SEC à imposer des règles strictes, tout en considérant les sous-estimations comme une gestion commerciale prudente. Les compagnies pétrolières internationales étaient soumises à ces règles, et trouvèrent commode de déclarer le minimum nécessaire pour raisons financières, ce qui a eu pour effet de donner aux marchés financiers une image positive, bien

³⁰ Sorrell S. R., Speirs, J., Rapport de l'UKERC sur l'épuisement des réserves mondiales de pétrole, Rapport technique 1 : Sources et complexité des données, 2009 (version française 2010)

³¹ voir par exemple BP statistical review of world energy outlook 2005.

³² Soumission Laherrère(1)

³³ Selon la SEC, "La partie du réservoir qui peut être considérée prouvée comprend: cette partie délimitée par forage et définie par la présence de contacts gaz-huile et/ou huile-eau, le cas échéant. Les parties directement contigües non encore forées, mais qui peuvent être raisonnablement jugée comme étant économiquement productive sur base des données géologiques et techniques disponibles..."

qu'incorrecte, d'une croissance constante des réserves. Ces jours sont cependant pratiquement révolus, car les gisements géants, ceux qui offraient le potentiel le plus élevé de sous-estimation, arrivent à maturité."³⁴

Cependant, en 2010, écrit Laherrère, la SEC a modifié ses règles, et permet désormais de déclarer comme prouvées des réserves non développées, estimées avec des modèles que les pétroliers ne sont pas tenus de préciser. Cet assouplissement des règles s'est traduit par des modifications importantes des réserves prouvées de certaines compagnies américaines³⁵.

- Pour les pays de l'**OPEP**, les chiffres des réserves prouvées sont fournis par les états et ne sont pas audités. Pour de nombreux observateurs (et dans le cadre de ce travail, Laherrère, Campbell, Bentley, Miller et Sorrell), il s'agit essentiellement de **chiffres politiques**, liés au système de quotas de production instauré dans les années 1980 pour limiter l'effondrement des prix du pétrole qui a fait suite au contre-choc pétrolier. Les quotas de production étaient en partie liés aux réserves prouvées, et on vit alors les pays de l'OPEP augmenter leurs réserves les uns après les autres pour s'attribuer des quotas supérieurs ou les maintenir. Cette période est ce que certains ont appelé la guerre des quotas. Depuis, les chiffres de certains pays ne bougent pratiquement plus, alors que chaque année, les réserves devraient diminuer ou augmenter pour refléter l'épuisement des anciens gisements et les découvertes de nouveaux gisements (Figure 4). Un statu quo des chiffres pendant des années est improbable. Dans le rapport WEO2004 de l'IEA, on peut lire³⁶:

“Les réserves totales de l'OPEP passèrent de 536 milliards de barils en 1985 à 766 milliards de barils en 1990. Par conséquent, les réserves mondiales de pétrole augmentèrent de plus de 30%. Cette hausse des estimations des pays de l'OPEP de leurs réserves fut motivée par les négociations en cours à cette époque concernant les quotas de production, et n'avait pas grand-chose à voir avec les découvertes réelles de nouvelles réserves. En fait, très peu d'activités d'exploration furent entreprises dans ces pays à cette époque. Les réserves totales ont à peine changé depuis la fin des années 1980.”

Avant ces révisions, les chiffres de l'OPEP reflétaient vraisemblablement les pratiques des compagnies internationales qui y exploitaient le pétrole avant leur nationalisation. Il devait donc s'agir de réserves 1P, qui par définition, sous-estiment la quantité de pétrole récupérable. Des réévaluations avec le temps étaient justifiées, mais certains (dont Campbell, Laherrère) estiment que le 1P de certains pays est à présent supérieur au 2P, ce qui est en contradiction avec les définitions de 1P et 2P. Selon Campbell, ces pays auraient commencé à déclarer leurs *réserves initiales*, et non plus leurs *réserves restantes*, ignorant de ce fait la production

³⁴ Soumission Campbell

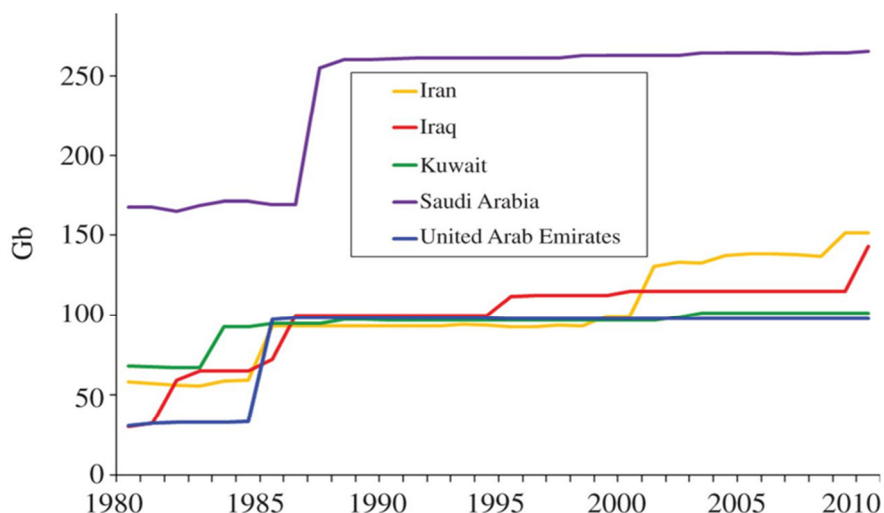
³⁵ Soumission Laherrère(1)

³⁶ IEA, World Energy Outlook 2004, pg 92

passée³⁷. En l'absence de vérification par un tiers, il est toutefois impossible de juger à quoi correspondent les réserves prouvées de l'OPEP (sous-estimation ou surestimation)³⁸.

A cela s'ajoutent les pertes de guerre, estime Campbell, "qui ne sont pas comptabilisées. Au moins deux milliards de barils de pétrole se sont envolés en fumée pendant la guerre du Koweït, et ce volume devrait être comptabilisé comme production, dans la mesure où cela diminue les réserves d'autant".³⁹

Figure 4 : Évolution des estimations des réserves prouvées de cinq états du Moyen-Orient (1980-2011) d'après le BP Statistical Review of World Energy.



Note : L'Arabie Saoudite a produit 100 Gb et les Émirats Arabes Unis, 27 Gb, au cours de ces années⁴⁰. (Source du graphique: soumission Miller et Sorrell (données BP))

- Pour les **pays de l'ex bloc Soviétique**, Laherrère remarque que les réserves prouvées ont connu une évolution mouvementée au cours des années, dues à des **changements dans le système de classification**⁴¹. Entre 1991 et 1995, World Oil donne pour la Russie des estimations pétrolières qui sont deux fois plus élevées que celles des années antérieures et postérieures. Les réserves publiées au cours de cette période correspondent à la classification soviétique A+B+C₁, que World Oil dit équivalente aux appellations « réserves prouvées et partiellement possibles », ce qui n'améliore guère la compréhension⁴². Sur base des publications de Khalimov⁴³, vice-ministre du pétrole soviétique (1977-1981), Laherrère indique également que la classification A+B+C₁ correspondrait à la récupération théorique maximum, soit "prouvé, probable et possible". Bien que la surestimation liée à cette

³⁷ Soumission Campbell

³⁸ Sorrell S. R., Speirs, J., Rapport de l'UKERC sur l'épuisement des réserves mondiales de pétrole, Rapport technique 1 : Sources et complexité des données, 2009 (version française 2010), p21.

³⁹ Soumission Campbell

⁴⁰ Soumission Miller et Sorrell

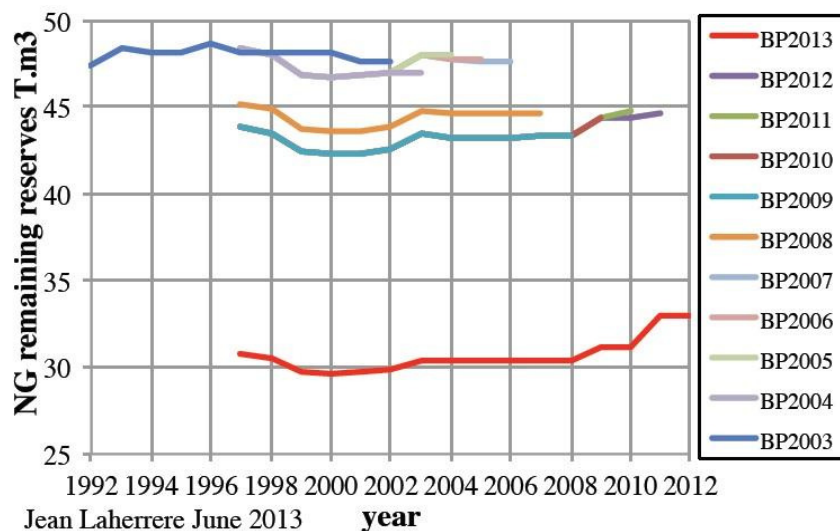
⁴¹ Soumission Laherrère(1)

⁴² Sorrell S. R., Speirs, J., Rapport de l'UKERC sur l'épuisement des réserves mondiales de pétrole, Rapport technique 1 : Sources et complexité des données, 2009 (version française 2010), p18

⁴³ Khalimov E.M., M.V.Feign 1979 "The principles of classification and oil resources estimation" WPC Bucharest, Heyden London 1980 p263-268; Khalimov E.M., 1993, "Classification of oil reserves and resources in the Former Soviet Union" AAPG 77/9 Sept p.1636

classification soit connue depuis des années, ce n'est qu'en 2013 que BP a effectué des corrections significatives dans les données A+B+C₁ des anciens pays soviétiques⁴⁴. Les réserves prouvées russes de gaz naturel ont diminué d'un quart (voir Figure 5), et les réserves prouvées mondiales de gaz naturel d'un dixième (voir par exemple Figure 10; les autres bases de données n'ont pas encore suivi BP). Ces rectifications sont passées inaperçues, car effectuées rétroactivement, et rares sont les personnes qui comparent les séries historiques.

Figure 5 : Évolution des réserves prouvées de gaz russe selon le BP Statistical Review of World Energy, de 2003 à 2013.



- Certains pays, écrit Laherrère, **ne répondent pas aux enquêtes ou renvoient des chiffres identiques aux années précédentes**⁴⁵. Ce procédé peut être la cause de séries temporelles qui restent inchangées pendant des années (et même pendant des dizaines d'années écrivent Miller et Sorrell). Ainsi, fin 2012, sur un total de 109 pays repris par OGJ, 67 ont des réserves de pétrole et de gaz inchangées par rapport à l'année précédente malgré une production, comme si l'augmentation des réserves avait exactement compensé la production⁴⁶.

- Des **erreurs de classification** sont aussi présentes pour les pays les plus transparents. Par exemple, Laherrère cite l'exemple de la Grande-Bretagne, qui publie ses réserves 1P et 2P sur le site du DECC (Department of Energy and Climate Change, ex DTI et BERR). La Grande-Bretagne a vu en 1999 ses réserves 1P de gaz naturel augmenter de 65% dans le BP Statistical Review. Cet effet est entièrement dû au fait qu'à partir de 1999 BP a repris les chiffres 2P du DECC, alors qu'il prenait le 1P les années précédentes. En 2005, BP est revenu aux chiffres 1P du DECC et les réserves ont chuté de 35%⁴⁷.

⁴⁴ Soumission Laherrère(1)

⁴⁵ Soumission Laherrère(1)

⁴⁶ Soumission Laherrère(1)

⁴⁷ Soumission Laherrère(1)

En résumé, la FPB affirme que les statistiques BP des réserves prouvées font référence en la matière⁴⁸ – elles sont effectivement universellement utilisées – mais en faisant le bilan de tous les problèmes qui affectent ces chiffres, de nombreux auteurs concluent à la faible fiabilité des chiffres des réserves prouvées (et pas seulement ceux présents dans la base de données BP) :

Durand: “elles sont “entachées de nombreuses erreurs qui les rendent inutilisables”⁴⁹;

Laherrère: “toutes les réserves dites prouvées devraient être rejetées pour l’estimation des productions futures”⁵⁰;

Miller et Sorrell: “il est de notoriété publique que ces données ne sont pas fiables”⁵¹.

1.2.2.2. Réserves prouvées et probables

Les réserves 2P sont des **données industrielles généralement confidentielles**, et seuls trois ou quatre pays diffusent publiquement ces informations, écrit Laherrère. Le Royaume Uni, avec le “Freedom of Information Act 2000” donne les données de production par champ et les réserves du pays en 1P et 2P sur le site du DECC. Aux États-Unis, le domaine fédéral publie des données historiques des champs du Golfe du Mexique dans les rapports du MMS (Minerals Management Service), maintenant remplacé par le BOEMRE (Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement) et le BSEE (Bureau of Safety and Environmental Enforcement). La Norvège publie également les réserves 2P et la production par champ⁵².

Pour les autres pays, les données industrielles sont **accessibles au moyen de bases de données privées**. Petroconsultants a été la plus célèbre d’entre elles, jusqu’à son rachat par IHS dans les années 1990. C’est au départ des données de Pétroconsultants que Laherrère et Campbell ont entamé leurs études sur le pic pétrolier, et publié leur article “La fin du pétrole bon marché”, en 1998 dans *Scientific American*⁵³. Wood Mackenzie et Rystad sont d’autres bases de données. Peu d’études publiques se basent sur ces données (l’IEA utilise en partie les données d’IHS), car leur accès est coûteux et parfois conditionné à des restrictions au niveau de la publication des travaux qui en découlent. L’obtention des chiffres demande en effet un très patient travail de collecte des données, parfois par le biais de “scouting”, qui est une forme d’espionnage industriel⁵⁴.

Ces bases de données ne sont pas non plus dénuées de faiblesses, que soulignent certains auteurs:

- Les **bases de données sont incomplètes**, relève Laherrère. L’agence fédérale américaine MMS/BOEMRE publie avec trois à quatre ans de retard une base de données

⁴⁸ Soumission FPB

⁴⁹ Soumission Durand

⁵⁰ Soumission Laherrère(1)

⁵¹ Soumission Miller et Sorrell

⁵² Soumission Laherrère(1)

⁵³ Colin J. Campbell and Jean H. Laherrère, *The end of cheap oil*, *Scientific American*, mars 1998

⁵⁴ Soumission Durand, soumission Laherrère(3)

incomplète, dû au temps nécessaire pour effectuer l'inventaire. Le nombre de champs recensés à fin 1998 a ainsi augmenté de 10% entre le rapport de 1998 et celui de 2009. Autre exemple : le DECC ne recense que les champs britanniques qui ont été développés, soit moins de la moitié des gisements découverts (en Mer du Nord, de nombreuses découvertes sont non développées)⁵⁵.

- Il y a **absence de consensus méthodologique** entre les compagnies pétrolières pour définir ce qu'elles entendent par 2P.
- La **qualité des données est parfois problématique**. D'après Laherrère⁵⁶, depuis quelques années, les chiffres 2P de certains pays (OPEP en particulier) contenus dans les bases de données privées ont été révisés à la hausse pour se rapprocher des chiffres 1P officiels.

Les auteurs qui se sont exprimés sur les réserves 2P, et ont relevé leurs faiblesses, pensent tout de même qu'elles sont utilisables pour estimer les productions futures:

Laherrère: il faut se baser sur les réserves techniques prouvées et probable, car ce sont les chiffres avec lesquels la décision de développement du gisement est prise par les compagnies pétrolières.⁵⁷

Miller et Sorrell: "les réserves prouvées et probables (2P) devraient fournir un guide plus précis concernant la récupération future, ainsi que poser moins de problèmes d'agrégation des données".⁵⁸

Mais elles doivent être utilisées avec les précautions qui s'imposent, car, ajoutent Miller et Sorrell, elles ne sont pas nécessairement plus fiables que les réserves prouvées⁵⁹. Campbell préconise d'ailleurs d'évaluer la situation pays par pays, pour repérer les anomalies et incertitudes⁶⁰. Différentes approches peuvent être combinées, par exemple comparaison de différentes sources, comparaison avec l'ultime estimé à partir de courbes de déclin, etc. Laherrère a d'ailleurs sa propre base de données corrigée, différente de celle d'IHS et d'autres bases de données.

1.2.3. "Prouvé" versus "prouvé et probable"

L'existence de deux catégories de réserves (les chiffres publics 1P, et les chiffres confidentiels 2P), utilisées par des experts différents, entraîne de facto une division des experts en deux camps, car **les réserves 1P et 2P évoluent très différemment** et conduisent à des **conclusions opposées**.

⁵⁵ Soumission Laherrère(1)

⁵⁶ Soumission Laherrère(1)

⁵⁷ Soumission Laherrère(1)

⁵⁸ Soumission Miller et Sorrell

⁵⁹ Soumission Miller et Sorrell

⁶⁰ Soumission Campbell

Ces évolutions différentes sont dues aux facteurs relevés précédemment, mais également à deux autres facteurs:

- Les **catégories de pétrole prises en compte diffèrent**. Les réserves 1P mélangent toutes les catégories de pétrole, conventionnel et non-conventionnel. Ceux qui utilisent les chiffres 2P traitent généralement séparément le conventionnel et le non-conventionnel.
- Les réserves d'un gisement ne sont pas évaluées une fois pour toute, mais sont révisées d'année en année. On parle de "phénomène de croissance des réserves". Or, **les révisions des réserves sont intégrées différemment dans les bases de données selon que les chiffres sont 1P ou 2P**. La façon dont les révisions sont comptabilisées est particulièrement importante pour pouvoir suivre l'**évolution des découvertes** de pétrole ou de gaz (voir plus loin).

1.2.3.1. Le phénomène de croissance des réserves

Initialement, les réserves 1P avaient pour but premier de protéger les investisseurs de déclarations trop optimistes sur l'état des réserves des compagnies dans lesquelles ils investissaient. Ces chiffres restent d'ailleurs essentiels pour asseoir les politiques intérieures et extérieures des pays producteurs, et obtenir des financements auprès des banques, un processus où la garantie de disposer de revenus futurs est primordiale⁶¹. Ces raisons expliquent vraisemblablement les dérives observées dans les chiffres publiés, et l'étiquette "politique" qui leur est associée par certains auteurs des soumissions.

En faisant abstraction de ces problèmes de fiabilité, les données 1P sont, par définition, conservatrices, puisque la quantité de pétrole extractible d'un gisement est largement supérieure à ce que les estimations suggèrent. Selon Sorrell et al., les chiffres 1P doivent plutôt être vus comme une estimation de la quantité de pétrole qui va être commercialisée sous peu, et non comme la quantité totale de pétrole restant à récupérer⁶². **En cours d'exploitation, à mesure que s'améliore la connaissance du gisement, du pétrole classé probable sera reclassé prouvé**. Ce facteur définitionnel entraîne de facto une **croissance des réserves** des gisements en exploitation. Le terme de « croissance des réserves » est un terme bien spécifique et fait référence aux **augmentations des estimations de volume de pétrole ou de gaz récupérable qui ont communément lieu au cours du développement et de l'exploitation des gisements**. C'est une notion controversée et mal comprise, car la croissance des réserves dépend de facteurs géologiques, technologiques, économiques et définitionnels, dont les contributions relatives sont difficiles à séparer⁶³:

⁶¹ Sorrell S. R., Speirs, J., Rapport de l'UKERC sur l'épuisement des réserves mondiales de pétrole, Rapport technique 1 : Sources et complexité des données, 2009 (version française 2010), p20

⁶² Sorrell S. R., Speirs, J., Rapport de l'UKERC sur l'épuisement des réserves mondiales de pétrole, Rapport technique 1 : Sources et complexité des données, 2009 (version française 2010), p21

⁶³ Thompson, E., Sorrell S., Speirs, J., Rapport de l'UKERC sur l'épuisement des réserves mondiales de pétrole, Rapport technique 3 : Nature et importance de la croissance des réserves, 2009 (version française 2012), p5

- L'amélioration des connaissances **géologiques** conduit à une meilleure estimation du volume de pétrole connu, mais n'affecte en rien le taux de récupération.
- La **technologie** peut améliorer le taux de récupération.
- l'augmentation du **prix** du pétrole peut prolonger la durée de vie de l'exploitation et donc améliorer le taux de récupération.
- Quant aux facteurs **définitionnels**, ils ne modifient ni la quantité de pétrole en place, ni le taux de récupération. **Il ne modifient pas la quantité de pétrole récupérable, mais seulement l'estimation publiée.**

Cette complexité entraîne à nouveau des messages contradictoires, qu'on retrouve dans les soumissions. Ainsi, pour expliquer l'évolution des réserves 1P de la planète au cours des 40 dernières années, la FPB⁶⁴ ne met en avant que l'aspect technologique. Laherrère, au contraire, estime que ce sont les facteurs définitionnels qui sont en grande partie responsables du phénomène de croissance des réserves 1P⁶⁵.

Les réserves 2P subissent, par définition, moins de révisions à la hausse que les réserves 1P. Elles sont donc, collectivement, moins soumises au phénomène de « croissance des réserves » que les réserves 1P. Cependant, l'amplitude de la hausse est controversée. Certains estiment que ce phénomène contribue largement au renouvellement des réserves mondiales, puisqu'il serait supérieur aux nouvelles découvertes (Miller, Bauquis⁶⁶); d'autres estiment qu'il est inférieur. Laherrère, notamment, estime que ce phénomène est assez faible et qu'une partie de la croissance des réserves 2P observée dans certaines bases de données serait essentiellement de nature politique, comme pour les réserves 1P, ou parce que les bases de données sont incomplètes; la croissance des réserves 2P de certaines régions reflèterait donc davantage la croissance de la base de données que de la quantité de pétrole extractible⁶⁷.

1.2.3.2. Intégration des réévaluations des réserves dans les bases de données

Non seulement les chiffres 1P et 2P diffèrent par l'ampleur du phénomène de croissance des réserves, mais ils diffèrent aussi par la manière dont ils sont comptabilisés dans les bases de données.

Les réévaluations des réserves 1P apparaissent dans les chiffres de l'année pendant laquelle s'est effectuée la réévaluation, alors que les réévaluations des réserves 2P sont appliquées rétroactivement à l'année de découverte du gisement.

Pourquoi une telle différence de traitement entre 1P et 2P ? Quelles sont les conséquences ?

⁶⁴ Soumission FPB; le commentaire de la FPB étant sur l'évolution des chiffres 1P, cette dernière ne reflète pas que le phénomène de croissance des réserves, mais aussi les nouvelles découvertes.

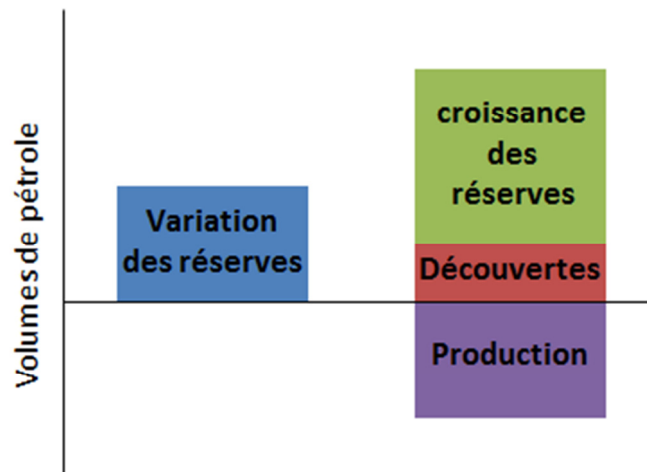
⁶⁵ Soumission Laherrère

⁶⁶ Audition Bauquis, Présentation powerpoint, slide 19.

⁶⁷ Voir soumission Laherrère(1), p18.

Quand les révisions sont appliquées aux chiffres de l'année en cours, les chiffres des réserves sont modifiées à la fois par le phénomène de croissance des réserves **et** les nouvelles découvertes. Il est impossible de séparer les deux contributions. A titre d'exemple, la Figure 6 représente une situation où les réserves augmentent d'un an sur l'autre. En voyant les réserves augmenter, la plupart des gens penseront que c'est parce qu'on découvre plus de pétrole qu'on en consomme. Dans cet exemple, c'est l'inverse qui se produit. Et pourtant, les réserves augmentent. Elles augmentent parce que le phénomène de croissance des réserves est ici très important.

Figure 6 : Facteurs contribuant à la variation des réserves d'une année à l'autre.

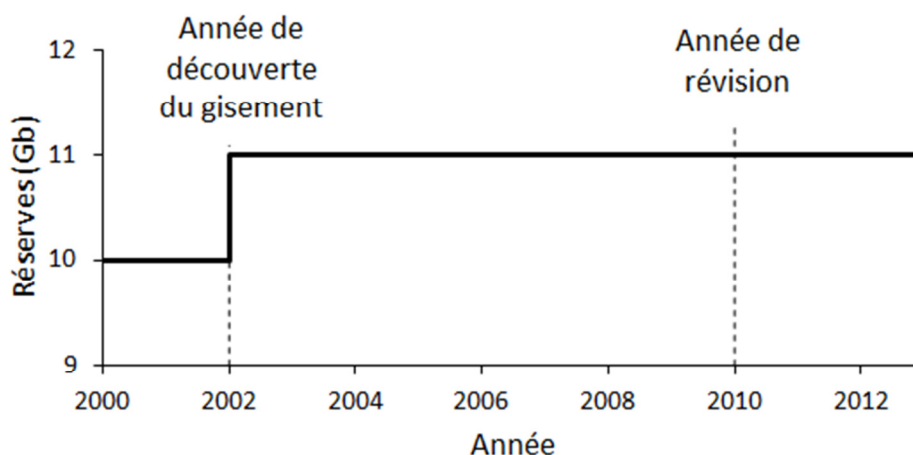


Note : le phénomène de croissance des réserves et les découvertes augmentent les réserves, la production les diminue. Dans cet exemple, il y a augmentation des réserves d'une année à l'autre, malgré que le volume de pétrole produit est supérieur au volume découvert (Source du graphique: P. Brocorens).

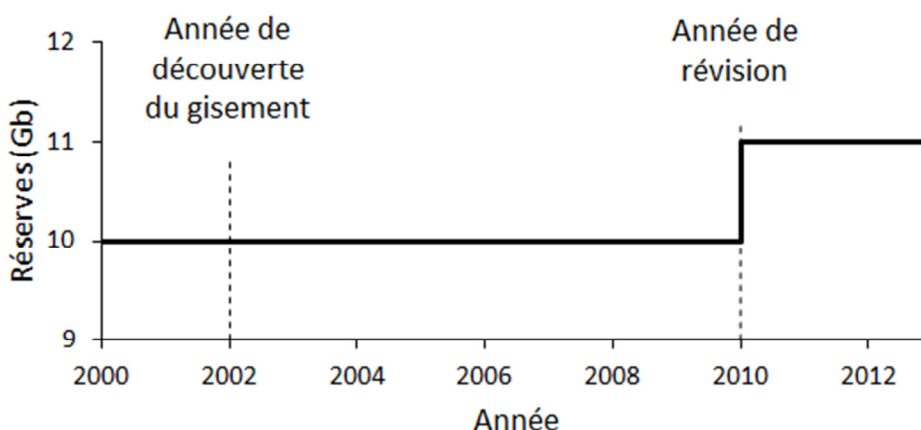
En appliquant les révisions rétroactivement à l'année de découverte du gisement, on évite que du pétrole découvert dans le passé (par exemple en 1990) apparaisse soudainement dans les chiffres actuels. Dès lors, le phénomène de "croissance des réserves" affecte l'ensemble des chiffres historiques antérieurs à l'année de révision, et non plus seulement les chiffres de l'année de révision (voir Figure 7). La contribution de la croissance des réserves à l'évolution des réserves ne se voit qu'en comparant des séries historiques estimées différentes années (par exemple la série historique estimée en 1990 qui est comparée à la série historique estimée en 2000). Si on s'en tient à une seule série historique, le phénomène est masqué, et seule la contribution des découvertes influence à la hausse le montant des réserves restantes. L'un des grands mérites de la révision rétroactive est donc de pouvoir isoler l'évolution des découvertes, car cela permet notamment d'apprécier si les nouvelles découvertes permettent de compenser le pétrole consommé.

Figure 7 : Impact de la date de prise en compte de la révision des réserves d'un gisement sur l'évolution historique des réserves d'un ensemble de gisements.

Révision des réserves comptabilisée l'année de découverte du gisement



Révision des réserves comptabilisée l'année de la révision



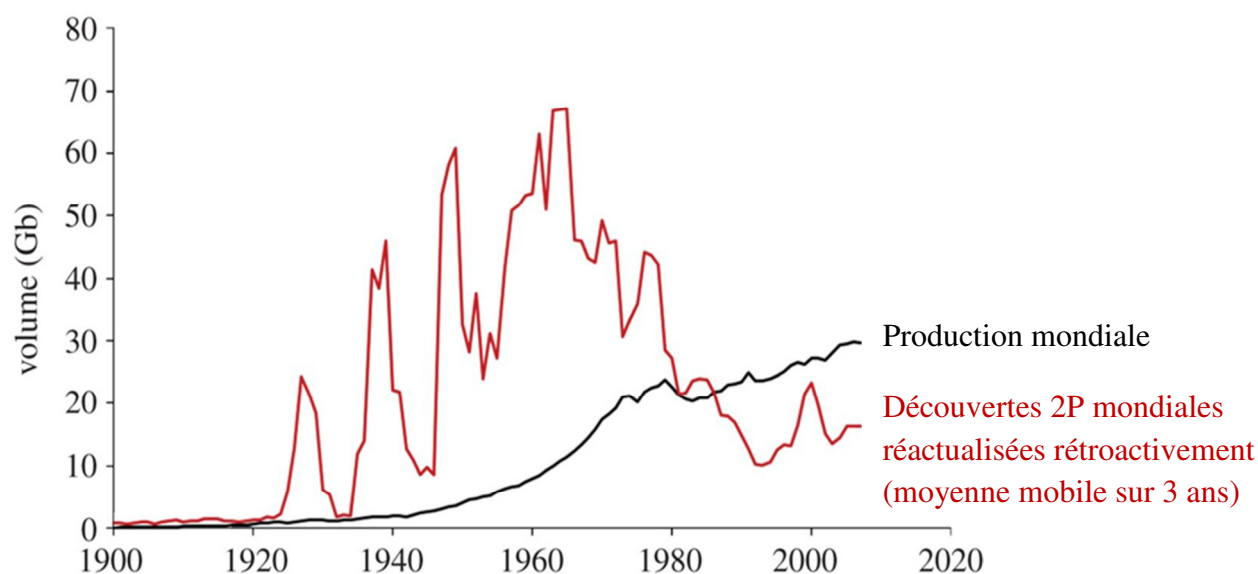
Source du graphique: P. Brocorens

En pratique, seules les réserves 2P sont réévaluées rétroactivement, car elles sont davantage représentatives de ce que les compagnies s'attendent à extraire du sous-sol. On obtient une image de la quantité initiale extractible dans les conditions techniques et économiques actuelles, que les gisements aient été découverts il y a 50 ans ou hier. Réévaluer rétroactivement le 1P a peu de sens, car la contribution définitionnelle à la croissance des réserves est très importante, et conduirait à sous-estimer grandement les découvertes actuelles (non encore soumises au phénomène de croissance des réserves) par rapport aux anciennes découvertes (soumises à plusieurs décennies de croissance des réserves). Ce déséquilibre est moindre avec le 2P.

1.2.3.3. Évolution des découvertes de pétrole

Pour obtenir une idée valide de l'évolution des découvertes de pétrole, écrit Campbell, toute révision de la quantité de pétrole estimée dans un gisement doit être comptabilisée rétroactivement⁶⁸. Et ce sont les chiffres 2P qui doivent être utilisés. La Figure 8 reprend l'évolution des découvertes de pétrole, comparée à l'évolution de la consommation.

Figure 8 : Évolution de la production globale de pétrole et des découvertes 2P réactualisées rétroactivement (1900-2007).



Source: IHS Energy. Inclut brut, condensats, LGN, pétrole lourd et syncrude des sables bitumineux⁶⁹.

Ce type de graphique a ses propres défauts, puisque les découvertes effectuées à différentes époques n'ont pas été estimées sur des bases cohérentes. Par exemple, les estimations de 1957 comprennent 50 ans de croissance des réserves, alors que celles de 2006 n'en comprennent qu'une seule. Ça aide à comprendre pourquoi des graphiques comparables publiés à des époques différentes ont des "hauteurs" et "formes" légèrement différentes pour les données des découvertes réactualisées rétroactivement. Malgré ces défauts, des conclusions importantes et de grandes tendances peuvent être tirées de ce graphique :

- Campbell, Miller et Sorrell, notent que **les découvertes mondiales de nouveaux gisements ont culminé dans les années 1960s et déclinent depuis**, bien qu'une stabilisation soit observée aux environs du nouveau millénaire⁷⁰. Ce déclin s'explique par le fait que la plupart des gisements géants ont été découverts il y a des décennies, et que les nouvelles découvertes sont dans l'ensemble le fait de gisements plus petits, plus difficiles à trouver et à développer.

⁶⁸ Soumission Campbell

⁶⁹ Miller R G , and Sorrell S R Phil. Trans. R. Soc. A 2014;372:20130179

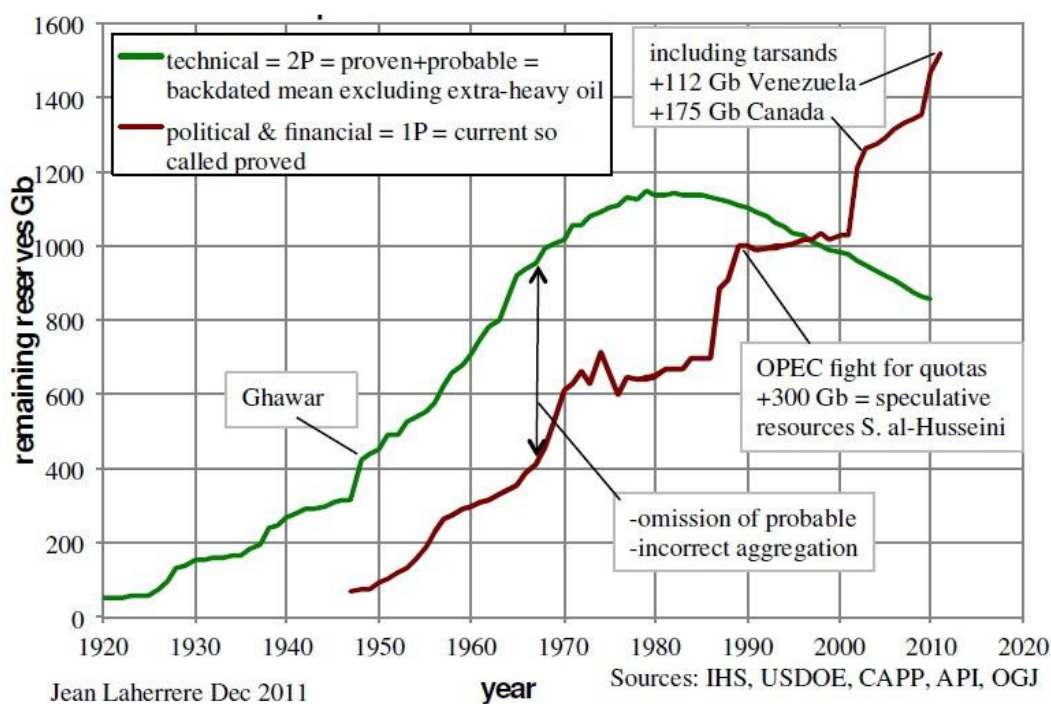
⁷⁰ Soumission Miller et Sorrell, soumission Campbell

- Campbell note aussi que **depuis 1980 environ, la production annuelle de pétrole excède les découvertes annuelles**⁷¹.

1.2.3.4. Évolution des réserves restantes des gisements déjà découverts

Laherrère a comparé l'évolution historique de réserves 2P de l'industrie et des réserves 1P du domaine public (Figure 9). Les données 2P concernent le pétrole conventionnel et ont été compilées par Laherrère à partir de différentes sources de l'industrie et corrigées sur base de son expérience personnelle; les données 1P sont celles de OGJ. La discussion qui suit porte sur l'évolution temporelle de ces données. On obtiendrait sensiblement les mêmes évolutions et conclusions si les données 1P et 2P provenaient d'autres sources.

Figure 9 : Évolution des réserves mondiales de pétrole classées 1P (OGJ) et 2P (Laherrère).



Note : compilation de différentes sources par Laherrère.

Par définition, pour toutes les années, les estimations des réserves 1P devraient être inférieures aux estimations 2P. C'est bien ce qui est observé pour le passé. Les réserves mondiales de pétrole étaient donc bien sous-estimées, comme il fallait s'y attendre si on se réfère à la définition des réserves 1P. **Cela n'est plus le cas actuellement.** Parmi les raisons, Laherrère en cite essentiellement deux:

- **la faible fiabilité des réserves 1P, de nature essentiellement politique pour les pays disposant des ressources les plus importantes** (les révisions des années 1980 liées à la "guerre des quotas de production" de l'OPEP sont parfaitement visibles).

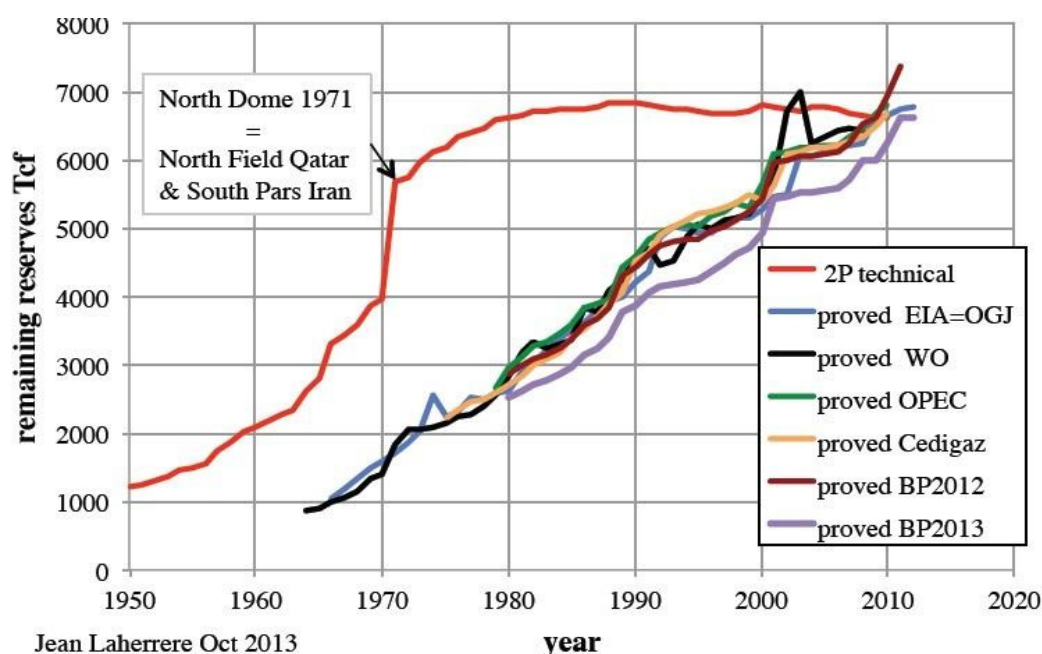
⁷¹ Soumission Campbell

- **l'inclusion des sables bitumineux et pétroles extra-lourd dans les réserves 1P, alors qu'ils en sont exclus des réserves 2P.** Pour Laherrère, ces sources non-conventionnelles doivent être comptabilisées séparément du pétrole conventionnel, car leur économie, mode d'exploitation, et rythme de production sont différents. Un extra-lourd ne peut être développé aussi facilement qu'un gisement géant d'Arabie Saoudite. Grâce à l'extra-lourd, le Venezuela est à présent premier pays au monde en termes de réserves prouvées, selon le BP Statistical Review of World Energy, mais est loin derrière l'Arabie Saoudite en termes de production, laquelle vient encore essentiellement de pétrole conventionnel.

Même si on soustrait les non-conventionnels des chiffres 1P, on se retrouve avec un problème. Miller et Sorrell, qui ont comparé les réserves de pétrole conventionnel 1P de la base de données BP et 2P de la base de données IHS trouvent que les deux valeurs coïncident malgré des définitions différentes, ce qui suggère une surestimation des réserves prouvées par plusieurs pays producteurs⁷².

Sur la Figure 9, on remarque également que **les réserves 1P continuent d'augmenter**. A l'opposé, **les réserves 2P diminuent depuis 1980**. Cette diminution est logique, dans la mesure où les découvertes 2P de pétrole conventionnel sont inférieures à la consommation de pétrole depuis 1980 (voir point précédent).

Figure 10 : Évolution des réserves mondiales de gaz naturel classées 1P (OGJ, WO, Cedigaz, OPEP, BP) et celles classées 2P.



Note : compilation de différentes sources par Laherrère

On observe des évolutions similaires pour **les réserves mondiales de gaz naturel 1P et 2P**, telles que compilées par Jean Laherrère (Figure 10)⁷³: une forte sous-estimation des quantités

⁷² Soumission Miller et Sorrell

⁷³ Soumission Laherrère(1)

de gaz récupérable pendant des années, un **plafonnement des réserves 2P depuis les années 1980**, traduisant une consommation de gaz naturel du même ordre que les découvertes, et une **poursuite de la hausse des réserves 1P**. On notera également que les différentes bases de données de réserves 1P, interdépendantes, sont assez cohérentes entre elles, sauf lorsqu'en 2013 BP décida de corriger les données A+B+C1 des anciens pays soviétiques. Contrairement à la pratique habituelle en vigueur pour les réévaluations des réserves prouvées, où seuls les chiffres de l'année en cours sont affectés, la réévaluation des chiffres A+B+C1 s'est faite rétroactivement. Le mélange de réévaluations rétroactives et de réévaluations actuelles dans une même base de données complique encore l'analyse des informations.

En résumé, **les évolutions des réserves 1P et 2P offrent chacune une image différente de la réalité**. Ces courbes sont souvent utilisées par des catégories différentes d'experts, ce qui explique en partie les désaccords passionnés qui peuvent exister. Une bonne illustration de ces deux points de vue opposés nous est donnée par les soumissions de la FPB (qui base son optimisme sur la hausse des réserves 1P) et de Bentley (qui base son pronostic prudent sur le déclin des réserves 2P).

La FPB écrit : "Pour illustrer l'évolution des réserves, rappelons qu'en 1973 – date du premier choc pétrolier et des dimanches sans voitures en Belgique, le ratio entre « réserves récupérables et consommation annuelle » était de 30 ans : on nous annonçait avec le plus grand sérieux qu'il n'y aurait plus de pétrole en 2000. Quarante années plus tard, à fin 2012, les réserves prouvées se montent à 52,9 années selon BP dont les statistiques en la matière font référence [...]." ⁷⁴

Bentley explique que "dans les années 1970s, de nombreux analystes ont considérés les réserves prouvées comme une indication valide de la quantité totale de pétrole restant. Puisque ces réserves correspondaient à 30 ans de production, la crainte répandue était qu'on manquerait de pétrole dans 30 ans environ. Cependant, les réserves prouvées n'ont pas décliné, elles ont continué à augmenter, et les analystes pétroliers habituels en sont arrivés à considérer les réserves prouvées comme un simple inventaire. Malheureusement – et ici se trouve l'erreur – nombre des plus remarquables analystes en sont venus à conclure que la quantité de pétrole restante est donc « inconnue et indéterminable », et que si l'offre venait à se tendre, des prix plus élevés conduiraient toujours à générer davantage de réserves prouvées, comme par le passé. [...] Cette opinion générale est encore vivace, certains représentants de compagnies pétrolières indiquant que l'augmentation continue des réserves prouvées mondiales est un signe sûr que les contraintes au niveau des ressources doivent se situer loin dans le futur. Cette analyse naïve oublie deux faits primordiaux : premièrement, que les réserves prouvées-plus-probables mondiales (2P) de pétrole conventionnel, loin d'augmenter, sont en déclin depuis 30 ans. Deuxièmement, la production future doit tenir compte non seulement des réserves, mais aussi du déclin des gisements." ⁷⁵

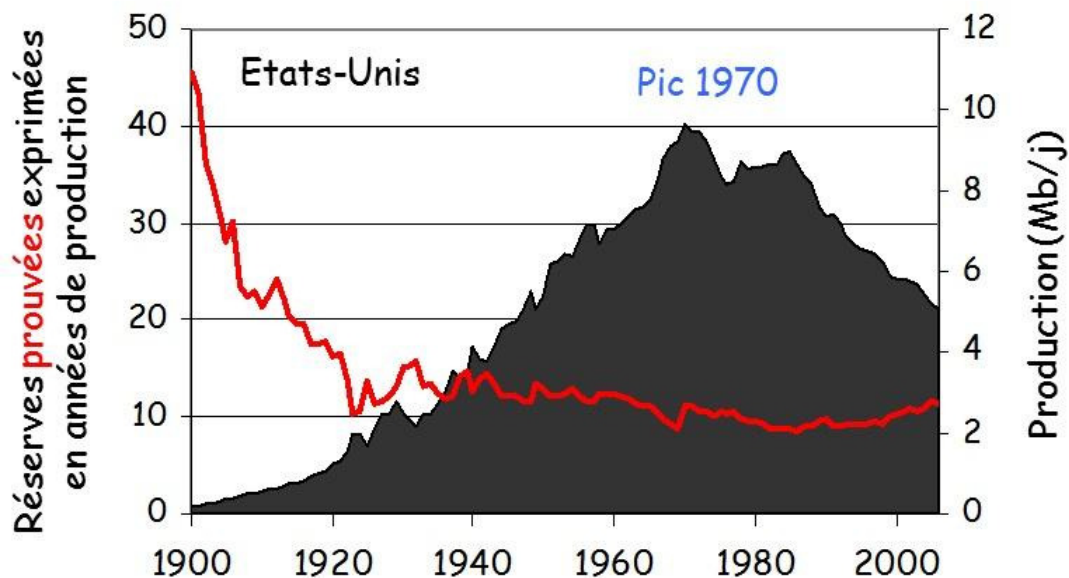
⁷⁴ Soumission FPB

⁷⁵ Soumission Bentley(1)

1.2.3.5. Le rapport R/P

Dans l'exemple de la FPB ci-dessus, la FPB mentionne le ratio entre « réserves récupérables et consommation annuelle ». Il s'agit de ce qu'on appelle le ratio R/P (soit Réserves/Production), de 30 ans en 1979, de 53 ans en 2012, utilisé un peu partout comme indicateur de la disponibilité physique en pétrole. Cependant, Miller et Sorrell indiquent que ces ratios sont calculés à partir des réserves prouvées, et sont donc totalement inadéquats pour évaluer l'état d'épuisement des gisements et prévoir les débits de production. Ils ajoutent que ce genre d'évolution positive du rapport R/P a déjà été observé dans des régions où la production a atteint son pic et est entrée en déclin⁷⁶. L'approche R/P ne permet donc pas d'anticiper le pic de production, notamment parce que la production entame son déclin bien avant le tarissement des réserves.

Figure 11 : Évolution du rapport R/P et de la production de pétrole brut des États-Unis.



Source du graphique: P. Brocorens – 2010 ; données EIA du pétrole brut

A titre d'exemple, la Figure 11 compare l'évolution du rapport R/P et de la production de pétrole brut des États-Unis. Le R/P indique environ 10 ans de pétrole, et ce depuis les années 1920. Il est donc absurde d'utiliser ce rapport pour prévoir la fin du pétrole dans x années (ici $x=10$). Mais il est tout aussi incorrect d'utiliser ce rapport comme garantie d'une production suffisante au cours des 10 prochaines années : aucun signal n'est apparu dans l'évolution du rapport R/P pour prévenir du pic de production des États-Unis de 1970.

⁷⁶ Soumission Miller et Sorrell

1.2.4. Réserves ultimes

Jusqu'à présent, la discussion a porté sur l'évolution des réserves restantes, aussi bien 1P que 2P. Les réserves restantes ne sont cependant pas d'une grande utilité pour prévoir l'évolution future de la production. Pour faire des prévisions, il convient de disposer d'une estimation des *réserves ultimes*, ou *ultime*. **L'ultime correspond à la quantité totale de pétrole qui sera extrait pendant toute la vie de l'exploitation pétrolière.**

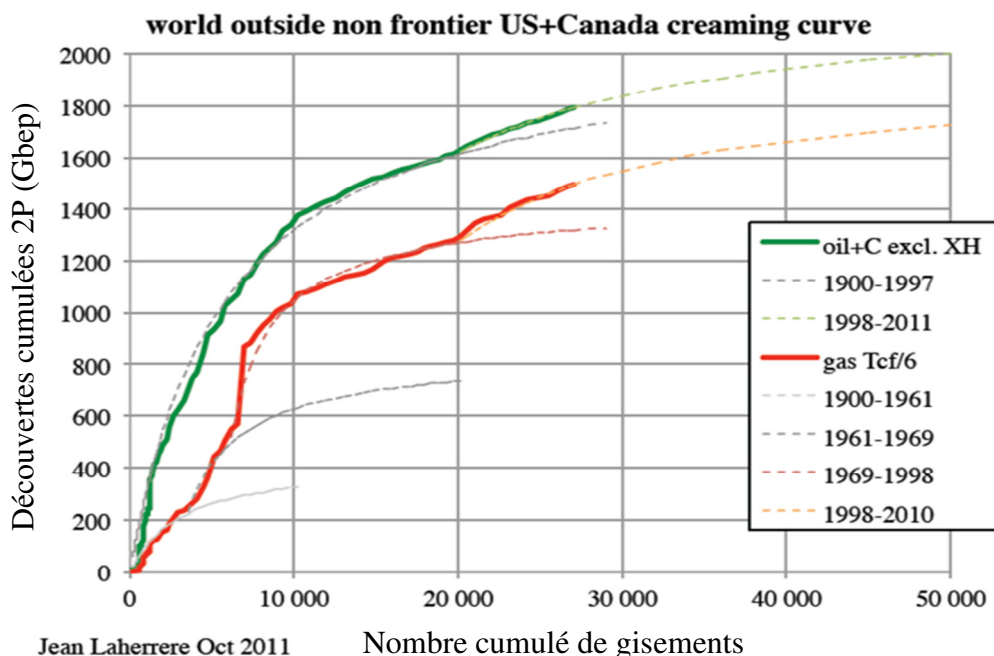
L'ultime est obtenu en sommant la production passée, les réserves restantes 2P, le pétrole qui reste à découvrir, et le pétrole additionnel qui sera récupéré grâce à l'amélioration de la technologie et de la hausse des prix⁷⁷.

Cette notion d'ultime est difficile à concevoir pour l'esprit humain, qui a du mal à imaginer qu'on puisse voir aussi loin dans le futur que le moment où le dernier baril de pétrole sera extrait sur Terre. Évidemment, ça n'est pas possible, mais pour faire des prévisions, il est nécessaire d'avoir une idée d'une **limite pratique**, et différents outils sont disponibles pour estimer l'ultime. Certains outils sont détaillés ci-dessous:

Courbes d'écrémage

La méthode des *courbes d'écrémage*, couramment utilisée, consiste à représenter sur un graphique l'évolution des découvertes 2P cumulées en fonction du nombre de forages d'exploration ou du nombre de gisements découverts (Figure 12).

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



⁷⁷ Soumission Miller et Sorrell

Les courbes d'écrémage tirent leur nom du fait que les meilleurs gisements, **les plus gros gisements, sont découverts en premier**. Lors des premiers forages d'exploration, les découvertes cumulées vont donc augmenter rapidement. **Ensuite viennent les gisements plus petits**. La hausse des découvertes cumulées tend donc à diminuer à chaque nouvelle découverte ; la courbe d'écrémage s'aplatit. Si on extrapole la courbe d'écrémage à nombre infini de forages, on obtient une indication de l'ultime.

Il est cependant important de garder à l'esprit que l'estimation d'ultime obtenue sera assez grossière. Certains facteurs conduisent tantôt à la surestimer, tantôt à la sous-estimer.

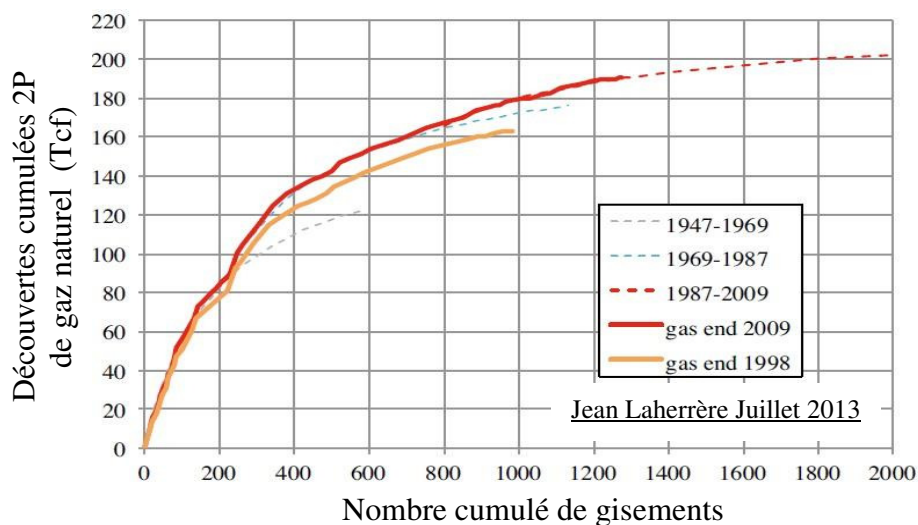
Parmi les facteurs tendant à surestimer:

- L'ultime sera inférieur au potentiel théorique car une partie des gisements ne seront jamais découverts (le nombre de puits forés doit tendre vers l'infini), et certaines découvertes ne seront jamais exploitées pour des raisons économiques et énergétiques (taille trop faible des gisements).

Parmi les facteurs qui contribuent à sous-estimer la valeur obtenue:

- les courbes d'écrémage sont construites à partir des données 2P réactualisées rétroactivement, et reflèteront les faiblesses des chiffres 2P (voir point 1.2.2.2. et 1.2.3.2.). A titre d'exemple, la Figure 13 représente la courbe d'écrémage du gaz naturel dans le Golfe du Mexique, obtenue en 1998 (courbe orange), puis recalculée onze ans plus tard, en 2009 (courbe rouge). La courbe de 2009 apparaît au-dessus de la courbe de 1998, et converge donc vers une valeur d'ultime différente, suggérant un phénomène de croissance des réserves 2P. Laherrère estime cependant que les retards de mise à jour de la base de données expliquent en partie ce phénomène (le nombre de champs à fin 1998 était de 984 pour le rapport 1998 et de 1087 pour le rapport 2009, soit une augmentation de 10%)⁷⁸.

Figure 13 : Courbe d'écrémage du gaz naturel dans le Golfe du Mexique (États-Unis) selon le BEOM 2009 et 1998 (quantité de gaz en fonction du nombre de gisements cumulés).



⁷⁸ Soumission Laherrère

- Les courbes d'écrémage de pays ou bassins contenant plusieurs provinces pétrolières peuvent présenter plusieurs cycles de découvertes, qui apparaissent graphiquement sous forme d'hyperboles superposées les unes aux autres. Certains de ces cycles pouvant démarrer tardivement, il est important de garder à l'esprit que de nouveaux cycles de découvertes, généralement plus petits que les cycles principaux, sont toujours possibles.

Malgré ces inconvénients, les courbes d'écrémage prouvent leur réelle utilité, en indiquant le **potentiel de découvertes restantes au sein d'un cycle**, et en fournissant une **indication de l'ultime**. La méthode des courbes d'écrémage peut être complétée par d'autres méthodes (étude de la distribution en taille des gisements, linéarisation de Hubbert, etc.), pour conforter les estimations obtenues. Ensuite, certaines personnes "corrigent" cette première estimation d'ultime pour y intégrer le rôle que pourraient avoir les futurs développements technologiques et des prix du pétrole plus élevé (voir ci-dessous).

Rôle de la technologie

La technologie peut s'améliorer et permettre d'atteindre de plus petits gisements (ce phénomène est déjà compris en grande partie dans les courbes d'écrémage), ou des gisements inaccessibles auparavant, générant de nouveaux cycles de découvertes, attendus ou non (on verra plus loin dans la modélisation du pic pétrolier comment l'arrivée de nouveaux cycles inattendus est traitée).

Enfin, la technologie permet d'améliorer le taux de récupération de pétrole des gisements déjà découverts. A partir des premières estimations d'ultime obtenues par les courbes d'écrémage, certains auteurs ajoutent des volumes supplémentaires liés à l'amélioration du taux de récupération. L'ampleur de l'amélioration varie d'un auteur à l'autre. Campbell et Laherrère estiment que l'amélioration est faible. Pour Laherrère, si le géologue a bien fait son boulot dans l'estimation du 2P, il a dû intégrer en partie ces aspects dans ses évaluations; et d'autre part, certaines technologies qui maximisent la vitesse d'extraction peuvent réduire le volume récupérable au lieu de l'augmenter. D'autres auteurs, comme Bauquis, Miller et Sorrell, estiment au contraire que ces améliorations sont importantes.

Quoi qu'il en soit, ces améliorations ont des limites (on ne peut pas récupérer plus de cent pourcents du pétrole en place dans le gisement) et doivent arriver suffisamment tôt si le pic de production veut être retardé (on verra plus loin dans la modélisation du pic pétrolier comment l'amélioration du taux de récupération est traitée). Hubbert citait un taux de récupération d'un tiers en 1959⁷⁹; Miller et Sorrell l'estiment à 35% aujourd'hui⁸⁰, et Bauquis pense que ce taux pourra monter à 45% d'ici 2050^{81,82}.

⁷⁹ Hubbert M. K., Techniques of prediction as applied to the production of oil and gas, Presented at the 44th annual meeting, American Association of Petroleum Geologists, Dallas, Texas, March 17, 1959. Publication 204. Houston: Shell Development Company, Exploration and Production Research Division, 1959

⁸⁰ Soumission Miller et Sorrell

⁸¹ Audition Bauquis, présentation powerpoint.

Rôle des prix

Certains experts estiment qu'il existe des mécanismes économiques puissants qui œuvrent à repousser l'ultime au cours du temps. D'autres experts sont conscients de ces mécanismes, mais insistent sur le fait que l'effet produit sur l'ultime dépend de la nature de la ressource. Il faut en particulier faire une distinction entre les hydrocarbures et les autres minéraux (minerai de fer, bauxite, craie, ...), et faire une distinction au sein même des hydrocarbures entre les conventionnels et les non-conventionnels.

1.2.4.1.1. Minéraux métalliques

Maurice Allègre écrit que *la plupart des minéraux*, “dont l'uranium fait partie, existent à **l'état beaucoup plus diffus [que pétrole et gaz conventionnels] dans la nature** et la teneur de coupure⁸³ pratiquée par les exploitants miniers dépend très fortement du prix : quand le prix monte, on met en exploitation des gisements de teneur de plus en plus faible. L'ultime, l'aire sous la courbe de production, est donc une fonction nettement croissante du prix. On peut même dire qu'à la limite, l'ultime est en théorie très élevé puisque la plupart des minéraux, y compris l'uranium et l'or, se retrouvent dans l'eau de mer et dans le granit dans lesquels ils sont théoriquement exploitables”⁸⁴. De plus, ajoute Allègre, ces ressources naturelles, une fois utilisées, sont recyclables, parfois en proportions importantes (Pb, Cu, Fe, etc.), et constituent donc toujours un minerai potentiel.

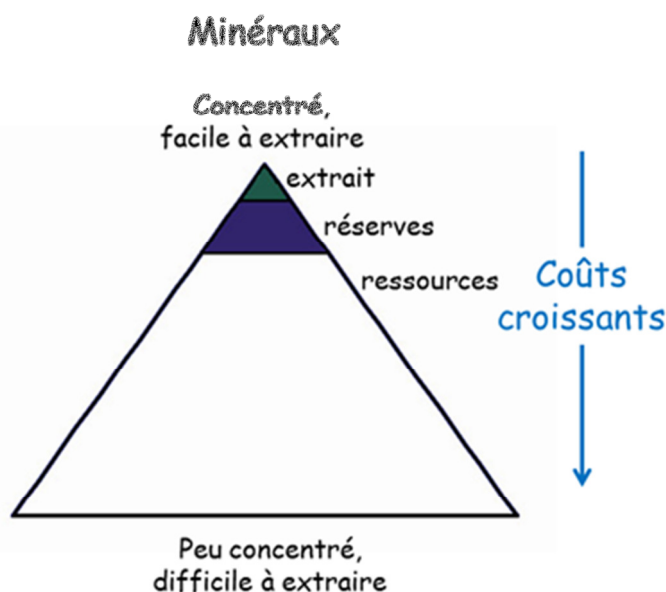
En économie, on illustre souvent ces explications de sensibilité des réserves au prix par la *pyramide des ressources*, dont une représentation simplifiée se trouve en Figure 14. Les minerais les plus riches sont les moins chers à exploiter et sont généralement exploités en premier (on les retrouve dans le haut de la pyramide), mais ils sont présents en faible quantité (le haut de la pyramide est étroit). Quand ces ressources sont épuisées, on se tourne vers des minerais plus pauvres, plus coûteux à extraire (on descend vers le bas de la pyramide). Et il y a davantage de roches pauvres que riches (la pyramide s'élargit quand on descend, c.-à-d. que la quantité de minerais disponibles augmente). A mesure que les facteurs économiques et technologiques permettent de descendre vers le bas de la pyramide, d'importantes quantités de ressources sont converties en réserves, et une valeur d'ultime semble sans cesse nous échapper.

⁸² Notez que le taux de récupération moyen est très différent selon qu'il est moyenné sur le nombre de gisements ou moyenné sur les volumes de pétrole renfermés dans les gisements. Laherrère souligne également que le taux de récupération peut être très variable en fonction de la nature du pétrole et de la roche-réservoir, variant de quelques pourcents à près de 90%.

⁸³ La teneur de coupure est la teneur minimale (par exemple en kg de métal par tonne de matière première) au-dessus de laquelle le gisement est économiquement exploitable, en fonction des coûts d'extraction et des prix du minerai extrait.

⁸⁴ Maurice Allègre, Pics de production, note CLARMIX, octobre 2013

Figure 14 : Représentation simplifiée d'une pyramide des ressources valable pour la plupart des minéraux.



Source du graphique: P. Brocorens

1.2.4.1.2. Hydrocarbures conventionnels

Cependant, **le pétrole et le gaz conventionnels**, écrit Allègre, sont d'une nature fondamentalement différente de celle des autres minéraux. "Les HC [hydrocarbures] conventionnels **n'existent que parce qu'ils sont concentrés par la nature dans des pièges géologiques** où ils constituent des gisements. Dans un bassin sédimentaire donné, les gros gisements sont découverts les premiers et la loi de répartition statistique des gisements est telle que les gisements les plus petits, qui sont mis en production au fur et à mesure de la montée du prix, font peu varier le volume des réserves ultimes, ce qui veut dire que **l'ultime** (l'aire sous la courbe de production annuelle) **varie assez peu avec les conditions économiques (le prix des HC)**⁸⁵. Il en est de même à l'échelle mondiale à partir du moment où la quasi-totalité des zones potentielles est explorée et où la technique permet d'aller traquer le pétrole dans ses derniers retranchements (offshore profond). Aujourd'hui, on est proche d'une telle situation pour les hydrocarbures conventionnels". D'autre part, "les combustibles ne sont pas recyclables parce qu'ils sont détruits par l'usage qu'on en fait"⁸⁶.

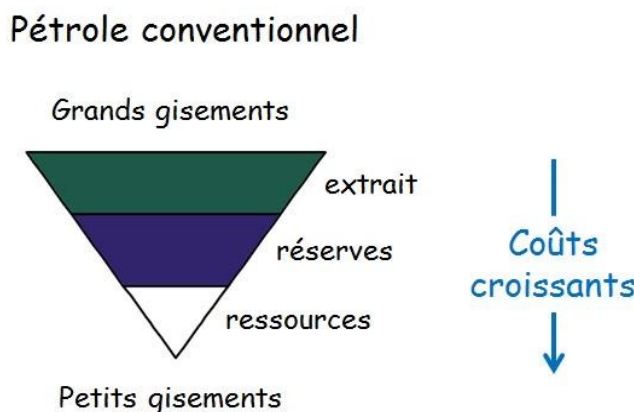
Pour les hydrocarbures conventionnels, la représentation d'une pyramide des ressources "pointe en bas" (Figure 15) serait plus appropriée qu'une représentation "pointe en haut", car sauterait aux yeux l'évidence qu'une augmentation des prix des hydrocarbures permet essentiellement de se diriger davantage vers la pointe de la pyramide, qui est par principe de

⁸⁵ Selon Babusiaux et Bauquis, "l'élasticité des réserves au prix est faible et notamment très inférieure à celle que l'on peut observer pour le charbon, l'uranium ou les mines métalliques. De l'ordre de 1 ou supérieure à 1 pour les métaux de base et l'uranium, elle serait plutôt de l'ordre de 0,1 pour les pétroles conventionnels. L'effet le plus important d'une hausse (significative) des prix est de permettre l'accès à de nouveaux domaines tels que celui de l'off-shore profond [...]."

⁸⁶ Maurice Allègre, Pics de production, note CLARMIX, octobre 2013

plus faible volume. Il s'agit d'une illustration identique à celle donnée par les courbes d'écémage, qu'on utilise d'ailleurs seulement pour les hydrocarbures conventionnels.

Figure 15 : Représentation simplifiée d'une pyramide des ressources pour les hydrocarbures conventionnels.



Source du graphique: P. Brocorens

1.2.4.1.3. Hydrocarbures non-conventionnels

Les hydrocarbures *non conventionnels* et le charbon constituent une catégorie « intermédiaire » entre hydrocarbures conventionnels et minéraux classiques⁸⁷, ayant les caractéristiques suivantes:

Pour le charbon et les gaz de roches-mères, écrit Allègre, “la ressource « en place » est très grande, de type quasi diffus dans un volume théoriquement bien défini : roches-mères imprégnées pour le gaz et vastes bassins charbonniers recelant de multiples niveaux productifs. [...] Le pétrole de roches-mères (tight oil) présente des caractéristiques analogues – en moins abondant - à celles du shale gas.” “A partir des ressources connues à un instant donné, à conditions techniques et *économiques* données, les réserves à ce même instant sont en théorie calculables ainsi que le pic en résultant si ces conditions économiques devaient être invariables dans le temps, ce qui n’est *jamais* le cas. *Les réserves sont en fait très sensibles au prix.*”⁸⁸

Quant au pétrole extra lourd de l’Athabasca (sables bitumineux) et de l’Orénoque, écrit Allègre, “il s’agit de pétrole conventionnel oxydé, dont les ressources sont importantes mais dont le taux de récupération est faible”⁸⁹. Pour les huiles lourdes et extra lourdes, les taux de récupération peuvent cependant être sensiblement améliorés par la mise en place de systèmes de production assistée⁹⁰. Ces derniers étant coûteux, le taux de récupération (et donc les

⁸⁷ Maurice Allègre, Pics de production, note CLARMIX, octobre 2013

⁸⁸ Maurice Allègre, Pics de production, note CLARMIX, octobre 2013

⁸⁹ Maurice Allègre, Pics de production, note CLARMIX, octobre 2013 ; notons que si le taux de récupération via une méthode *in situ* est effectivement faible pour les sables bitumineux, en exploitation à ciel ouvert, le taux de récupération est très élevé.

⁹⁰ Selon Laherrère (commentaires à la première version du rapport), pour l’Orinoco, le taux est dit de 8% en production froide (production Sincor) mais peut monter à 25% en production vapeur.

réserves) peut donc être assez sensible au prix du brut. Les techniques de récupération assistées sont par contre peu efficaces avec les pétroles conventionnels, de faible viscosité, ce qui est un argument supplémentaire en faveur de la faible sensibilité des réserves d'hydrocarbures conventionnels au prix.

Dans le cas des hydrocarbures non-conventionnels, l'estimation de l'ultime passe donc par une estimation des conditions économiques futures, ou du moins du prix du pétrole ou du gaz que l'économie mondiale pourra supporter, pour permettre que ces ressources soient développées. Cependant, Miller et Sorrell écrivent que malgré de grandes quantités de ces ressources dans la croûte terrestre, il n'y a aucune garantie que leur extraction puisse se faire à un coût raisonnable et à un débit spécifique. Ils ajoutent que "les ressources de qualité sont développées en premier, et qu'à mesure que la production descend la « pyramide des ressources », on dépend de plus en plus de ressources moins accessibles, de plus faible qualité, plus coûteuses, avec un rendement énergétique net de plus en plus faible, et de plus en plus difficiles à produire avec un débit élevé"⁹¹.

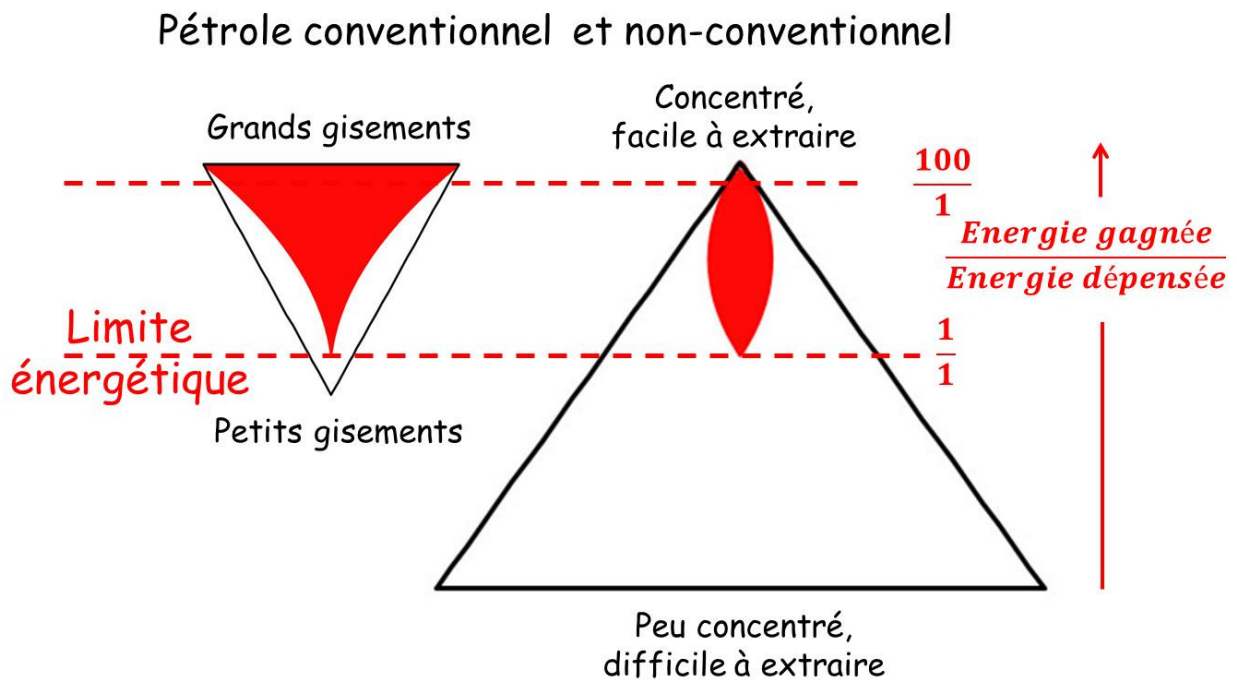
Dans la phrase ci-dessus, Miller et Sorrell ont évoqué une notion importante, le rendement énergétique net de plus en plus faible. Pour extraire de l'énergie de son environnement, il faut en effet dépenser de l'énergie. Le rendement en énergie sur énergie investie (EROEI⁹²) est simplement le rapport entre la quantité d'énergie extraite et la quantité d'énergie qu'il faut dépenser pour extraire l'énergie. Ce rapport a tendance à diminuer à mesure qu'on se tourne vers des énergies plus difficiles à extraire de l'environnement. Et quand ce rapport tombe à un, cela revient à dire qu'on consomme autant d'énergie pour extraire un baril de pétrole, qu'on en obtient dans ce même baril de pétrole. La quantité d'énergie nette disponible est nulle. Plusieurs auteurs ont insisté sur l'importance de cette dégradation au cours du temps. A titre d'exemple, voilà à quoi ressembleraient les pyramides des ressources si on ne s'intéressait qu'à l'énergie nette disponible. Il s'agit d'un schéma, mais qui illustre qu'à mesure qu'on se rapproche de la limite énergétique, même en exploitant des quantités importantes de ressources, le gain net en énergie diminue. Ainsi, pour Bauquis, les limitations ne tiennent pas à la disponibilité de la "matière première", mais à la disponibilité d'une source d'énergie abondante et bon marché pour pouvoir exploiter ces hydrocarbures non-conventionnels. Il estime que la "chaleur nucléaire" sera probablement une des clefs pour faire reculer les limitations en matière de production⁹³.

⁹¹ Soumission Miller et Sorrell

⁹² Rendement en énergie sur énergie investie = Energy Return on Energy Invested (EROEI) en anglais

⁹³ Pierre-René Bauquis, Dossier Huiles extra-lourdes, Les bruts ultra-lourd et les huiles de schiste n'auront pas d'influence sur la date du « peak oil », Bulletin de l'Industrie Pétrolière N°11016, Mardi 22 janvier 2008.

Figure 16 : Schéma des pyramides des ressources conventionnelles et non-conventionnelles sous l'angle de l'énergie nette disponible (surface en rouge).



Note : On considère ici que l'EROEI diminue linéairement entre 100 et 1 depuis le haut de la pyramide. (Source du graphique: P. Brocorens)

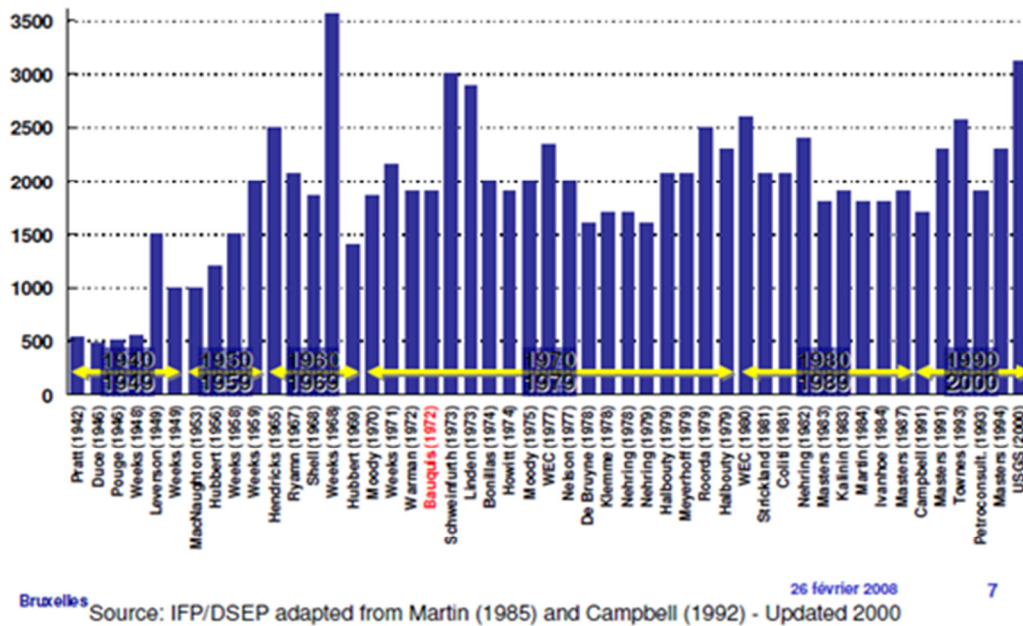
Miller et Sorrell écrivent qu' "il ne s'agit pas seulement d'un problème de coûts de production qui augmentent fortement pour des ressources de plus faible qualité, mais des contraintes techniques et énergétiques peuvent rendre inaccessibles ces ressources ou les débits de production requis, peu importe le coût. L'huile de kérogène [schiste bitumineux] est particulièrement limitée en termes de débit de production et de rendement net en énergie. Elle pourrait très bien ne jamais devenir économique, pourtant elle compte pour 19% des estimations de l'IEA sur les ressources récupérables restantes [...]. Par conséquent, une évaluation critique de l'offre future en pétrole doit aller au-delà d'évaluation de la quantité de ressources existantes, et examiner la faisabilité technique, économique et politique d'accéder à différentes ressources avec des débits différents sur des durées différentes."⁹⁴

⁹⁴ soumission Miller et Sorrell

1.2.4.2. Exemple d'estimation d'ultime : le pétrole conventionnel

En 2008 au Parlement Fédéral Belge, Bauquis avait présenté un historique de certaines estimations des réserves ultimes de pétrole brut conventionnel, qui montre qu'on avait déjà une bonne idée de l'ultime dès les années 1960s (Figure 17).

Figure 17 : Évolution historique des estimations des réserves ultimes de pétrole conventionnel (en Gb)⁹⁵.



Depuis plusieurs décennies, l'accumulation des données géologiques sur l'étendue des bassins sédimentaires, sur la répartition de population des gisements, l'utilisation des courbes d'écrémage et d'autres méthodologies, ont permis de conforter cette vue, les estimations de réserves ultimes récupérables, bien qu'assez dispersées, oscillant entre 1,5 et 3,5 Tb. Si on compare les estimations faites par un même auteur au cours des années, les révisions sont cependant généralement effectuées davantage à la hausse qu'à la baisse, un aspect également relevé par la FPB. Ces révisions semblent néanmoins plus lentes que ce qui était observé globalement avant les années 1960s, lorsque les connaissances géologiques étaient faibles.

Dans le cadre qui nous préoccupe, à savoir l'utilisation des estimations d'ultime pour prévoir le pic de production, de nombreux auteurs (Campbell, Laherrère, Bentley, Miller et Sorrell) estiment qu'il ne faut pas s'en tenir à une définition trop étriquée de l'ultime; **on pourra se contenter d'une estimation assez grossière**, d'une part parce que les marges d'erreur liées à la fiabilité des données sont importantes, d'autre part, parce que les prévisions de date de pic de production ne sont pas modifiées significativement (moins de 10 ans) si les estimation d'ultime varient de quelques dizaines de pourcents (voir explications à la section 1.3.3.1 et 1.3.5.1). Quant à de nouveaux cycles de découvertes inespérés, ils n'influenceront la date du pic de production que s'ils apparaissent suffisamment tôt. Laherrère résume ce fait par la formule suivante: on ne peut produire que le pétrole qui a été découvert.

⁹⁵ Bauquis P.-R., audition de la chambre des représentants du Parlement Fédéral belge, Les pics mondiaux de production du pétrole et du gaz et leurs impacts sur l'avenir des énergies, 26 février 2008.

1.2.5. Conclusions

Souvent, les personnes qui suivent l'évolution des réserves restantes en pétrole ou gaz font référence soit aux réserves prouvées (1P), soit aux réserves prouvées et probables (2P). Il existe d'énormes différences entre ces deux catégories, qui sont résumées et simplifiées ci-dessous:

	Prouvées 1P	Prouvées et probables 2P
Définition probabiliste	90% de chance d'extraire plus de pétrole qu'indiqué le 1P sous-estime fortement ce qui est récupérable fortes révisions à la hausse en cours d'exploitation	50% de chance d'extraire plus de pétrole qu'indiqué le 2P s'approche de ce que la compagnie s'attend extraire faibles révisions à la hausse en cours d'exploitation
Source des données	bases de données publiques: BP, OGJ, World Oil, EIA gratuit	bases de données privées: IHS, Rystad, Wood Mackenzie payant, restrictions à la publication
Fiabilité	données politiques pour la plupart, non-auditées. Fiabilité faible	données techniques, mais toutefois non exemptes d'interventions politiques. Fiabilité moyenne
Révisions	comptabilisées l'année de révision	comptabilisées l'année de découverte du gisement = révision rétroactive
Évolution	en augmentation dissimule le fait que la consommation de pétrole est supérieure aux nouvelles découvertes depuis 1980	en diminution depuis 1980 reflète une consommation de pétrole supérieure aux nouvelles découvertes de pétrole conventionnel depuis 1980
Composition	pétroles conventionnel et non-conventionnel mélangés	généralement pétrole conventionnel seul (non-conventionnel traité à part)

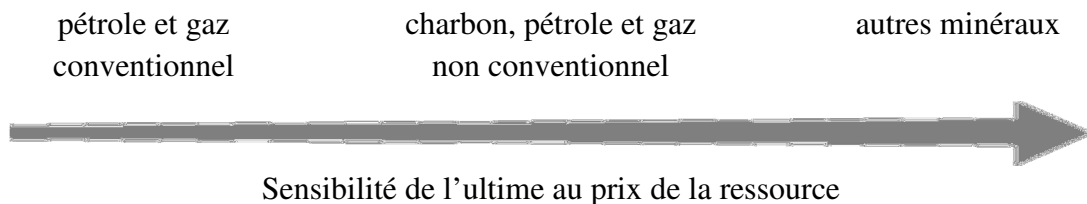
Ces deux catégories de réserves peuvent conduire à des conclusions totalement différentes quand on les a sous les yeux. Les réserves prouvées et probable diminuent depuis 1980, reflétant le fait qu'on découvre chaque année moins de pétrole conventionnel qu'on en consomme. Les réserves prouvées, au contraire, continuent d'augmenter.

Il n'est donc pas étonnant que les auteurs se focalisant sur les réserves prouvées (essencia,

FPB) aient un message (plus) optimiste par rapport aux experts qui utilisent les réserves prouvées et probables (Bauquis, Laherrère, Campbell, Miller et Sorrell, Bentley).

Pour faire des prévisions de disponibilité future en pétrole, il n'est cependant pas suffisant de disposer des chiffres des réserves restantes. Il faut disposer d'estimations des réserves ultimes, l'ultime étant défini comme la quantité totale de pétrole qui sera exploité pendant la durée de vie de l'exploitation pétrolière. Les estimations d'ultime tiennent compte à la fois de la production passée, des réserves restantes 2P, des futures découvertes (obtenues par exemple par les courbes d'écémage), du rôle futur de la technologie (sur le taux de récupération, plus ou moins important selon les auteurs), et du rôle des prix. La plupart des modélisateurs tiennent compte de ces facteurs, en leur attribuant un rôle plus ou moins grand.

La plupart des auteurs s'accordent à dire qu'il faut traiter séparément le pétrole conventionnel du pétrole non-conventionnel, parce que leur économie, mode d'exploitation, et rythme de production sont différents. Par exemple, la réponse de l'ultime aux facteurs économique est résumée ci-dessous pour différents types de ressources:



Le conventionnel est peu sensible au prix, par rapport au non-conventionnel, parce que les gros gisements sont généralement découverts les premiers et la loi de répartition statistique des gisements est telle que les gisements les plus petits, qui sont mis en production au fur et à mesure de la montée du prix, font peu varier le volume des réserves ultimes. Plusieurs auteurs indiquent qu'on en sait à présent suffisamment sur le pétrole conventionnel pour avoir une idée de l'ordre de grandeur de l'ultime (2-3,5 Tb), d'autant plus que les découvertes déclinent depuis les années 1960s.

Les non-conventionnels ont un rendement énergétique net de plus en plus faible à mesure que la qualité de la ressource diminue, ce qui se traduit par des coûts plus élevés, qui augmentent avec le prix de l'énergie. L'ultime en non-conventionnel est très dépendant des prix, et sera notamment limité par le niveau de la demande à des prix plus élevés. Un autre facteur limitant pourrait être la disponibilité d'une source d'énergie abondante (nucléaire par exemple) nécessaire à l'extraction massive de certaines ressources non-conventionnelles. Chaque auteur tente d'intégrer ces considérations dans ses estimations.

1.2.6. Recommandations

Comme le souligne Laherrère, publier des réserves est un acte politique, car, dans la fourchette d'incertitude, cela dépend de l'image que l'auteur veut donner: riche pour obtenir des quotas de production (OPEP) ou les faveurs des actionnaires (compagnies), ou pauvre lorsqu'il s'agit de payer des impôts. Et si dans le domaine du sport, il y a des règles, des arbitres et des cartons

rouges, dans le domaine industriel et en particulier le domaine du pétrole il n'y a mondialement ni règles, ni arbitres, ni cartons rouges.

Pour Laherrère, **si on veut obtenir de meilleures prévisions, il faut que les politiciens de tous les pays imposent la transparence des données de tous les champs**, comme au Royaume Uni et en Norvège.

Toutes les réserves dites prouvées devraient être rejetées pour l'estimation des productions futures. **Il faudrait se baser sur les réserves techniques prouvées et probable**, soit les chiffres avec lesquels la décision de développement du gisement est prise par les compagnies pétrolières.

Campbell suggère que **le gouvernement wallon évalue le statut de la déplétion pétrolière et gazière, peut-être en coopération avec d'autres gouvernements européens**. Campbell suggère comme modèle l'Atlas de la déplétion qu'il a récemment publié, en soulignant la faible qualité des données disponibles, car les pratiques comptables sont peu fiables et influencées par les pressions politiques et économiques. Il pense néanmoins que la Wallonie et ses partenaires peuvent arriver à collecter des informations valides et maintenir une petite équipe pour mettre à jour les données.

Campbell suggère d'**adopter le Oil Depletion Protocol**: "déjà le Parlement portugais a voté une résolution pressant le Gouvernement d'adopter une politique pour diminuer la consommation au même rythme que le taux de déplétion [...], et un nouveau parti politique dans la province espagnole de Galice l'a intégré dans son programme. Le taux de déplétion [= rythme d'épuisement] n'est actuellement pas à plus de 2,5% par an pour le *pétrole classique*, et est à moins de 1% pour toutes catégories de liquides confondues. Diminuer la demande à des vitesses aussi faibles devrait être faisable facilement".

Serkine suggère de **créer au niveau de la CE une unité permanente, au sein de la DG ENER ou bien du Service Européen pour l'Action Extérieure (SEAE), spécifiquement dédiée à l'observation de la situation géologique et de ses répercussions géopolitiques**. A cet effet, la CE pourrait acquérir les données de champs pétrolifères de production. Celles-ci sont hautement stratégiques, et peuvent donc être partagées entre les États membres.

1.3. LA PRODUCTION PETROLIERE

L'existence du pic pétrolier, écrit Serkine, n'est pas discutable, puisque le pétrole est une ressource finie, épuisable, non-recyclable et non-renouvelable à l'échelle de temps de l'être humain⁹⁶. Par conséquent, quel que soit la vitesse d'extraction, la production commence à zéro et ne peut que revenir à zéro (ou proche de zéro) une fois les conditions d'extraction devenues trop difficiles. Entre les deux, la production passe par un maximum global, qu'on appelle pic pétrolier, éventuellement suivi de maxima secondaires. Ce phénomène n'est pas spécifique à cet hydrocarbure, et représente le sort destiné à toutes les ressources non-renouvelables et non recyclables.

Être au pic de pétrole ne signifie pas qu'il n'y a plus de pétrole. Au contraire, il s'agit du moment où on en produit le plus, alors que la "fin du pétrole" correspond au moment où on n'en produit plus du tout ou quasiment plus. Le pic constitue néanmoins un tournant dans l'histoire, car après avoir connu plus de 150 ans de croissance presque continue de la production pétrolière, l'Humanité verra vraisemblablement la production osciller pendant plusieurs années autour d'un maximum, puis entrer dans un long déclin entrecoupé de reprises temporaires. En d'autres termes, le pic pétrolier apparaît essentiellement comme l'expression d'une contrainte sur le débit de production, et non sur le stock sous-jacent, qui reste très important⁹⁷. Cette contrainte est souvent attribuée à des facteurs physiques, caractéristiques des ressources exploitées, mais ces facteurs **physiques** sont en réalité étroitement mêlés à de multiples facteurs **techniques**, **économiques** et **politiques** qui créent une gamme de possibilités pour la forme de la courbe de production et la date du pic. L'importance relative de ces facteurs « *sous-terre* » et « *en surface* »⁹⁸ varie d'un type de ressource à l'autre, d'une région à l'autre, et au cours du temps, et alimente des débats passionnés, notamment parce que chaque expert a naturellement tendance à surpondérer dans son analyse le rôle des facteurs dont il s'est fait la spécialité (la géologie, l'économie, la géopolitique). Parmi ces facteurs, il faut préciser que l'offre en pétrole est également contrainte par la **demande**, elle-même influencée par des facteurs économiques et autres. Par conséquent, bien que des prix plus élevés permettent de convertir des ressources en réserves, si le prix à payer pour rendre économique ces ressources est trop élevé, c'est la demande qui se met à diminuer et la courbe de production se met elle aussi à diminuer. Les interactions étroites entre l'offre et la demande sont donc elles aussi responsables de vifs débats, qui se cristallisent notamment autour des notions de "*pic de l'offre*" et de "*pic de la demande*".

Ce chapitre commence par un aperçu historique des pics de pétrole, gaz et charbon observés en Europe, qui constituent une bonne illustration de l'influence entremêlée des facteurs mentionnés ci-dessus, et offrent des pistes de réflexion pour prévoir le pic pétrolier mondial.

Ensuite, l'accent est mis sur la compréhension du rôle des facteurs physiques (et économiques associés) sur le déclin de la production d'un gisement ou d'une région. La discussion se

⁹⁶ Soumission Serkine

⁹⁷ Soumission Serkine

⁹⁸ Les facteurs sous-terre font référence aux contraintes géologiques et physique, alors que les facteurs en surface font référence essentiellement aux contraintes humaines.

poursuit par la modélisation du pic pétrolier. C'est souvent le modèle de base de Hubbert qui est au centre de fortes polémiques, mais c'est oublier qu'Hubbert ne s'en servait que comme point de départ d'une analyse plus fine. Les analyses se focaliseront ici **sur le pétrole conventionnel**, bien que certains points restent valables pour le non-conventionnel.

Nous passerons ensuite en revue différentes prévisions de pic pétrolier mondial effectuées au cours des cinquante dernières années, et nous comparerons les prévisions de différents auteurs ayant participé à l'enquête à celle de l'IEA. Le non-conventionnel sera ici pris en considération. Finalement, nous aborderons l'influence des prix du pétrole sur le niveau de l'offre et de la demande, ce qui permet d'affiner la notion de pic pétrolier sur des bases économiques.

1.3.1. Les leçons du Passé

Pour illustrer la complexité des interactions entre les facteurs qui gouvernent la production, il suffit de se tourner vers le passé et d'analyser les profils de production de pays ayant déjà franchi leur pic. C'est précisément ce qu'a effectué Durand⁹⁹. Nous retiendrons de son analyse la France, le Royaume-Uni et l'Allemagne, des pays qui ont chacun franchi leurs pics de production de charbon, de gaz naturel, et de pétrole, et dont les données, disponibles depuis 1830, permettent d'avoir un bon recul. Le choix de ces pays a aussi le mérite de souligner la précarité énergétique de l'Europe.

Pour ces trois pays (voir l'analyse de chaque pays ci-dessous), il apparaît clairement que les courbes de production sont marquées de mouvements erratiques dus à des événements majeurs de nature **politique** (première et deuxième guerre mondiale, grèves), **économique** (crise des années 1930s), et **accidentelle** (explosion d'une plateforme qui a désorganisé momentanément la production de pétrole en Mer du Nord). Cependant, on distingue clairement trois phases aux profils: hausse, pic et déclin.

Pour le charbon, les déclinés observés après les pics de production sont dominés par des facteurs économiques, bien qu'étant indissociables de facteurs **physiques** (des veines plus épaisses et moins profondes auraient permis une poursuite des exploitations, malgré un contexte de prix du charbon bas). Pour le gaz et le pétrole, au contraire, les facteurs physiques dominent les facteurs économiques (la forte augmentation du prix du pétrole de ces dernières années n'a pas enrayé le déclin). Dans le chapitre précédent, nous avons déjà souligné la différence de sensibilité de l'ultime au prix, en fonction de la nature de la ressource, le gaz et le pétrole conventionnels étant beaucoup moins sensibles que le charbon. Cela se vérifie ici.

Fait remarquable, écrit Durand, le cas du charbon français fournit un exemple où l'ultime est connu. Tant que les productions sont en cours, on ne dispose que d'estimations d'ultime. Mais ici, la production est partie de zéro, est passée par un pic et est revenue à zéro. On obtient là un cycle de production complet où l'**Ultime** est connu, et non plus estimé, puisqu'il correspond à la **surface sous la courbe de production, une fois celle-ci définitivement arrêtée**. L'Ultime, écrit Durand, "est très mal connu au départ, et dépend bien sûr des

⁹⁹ Soumission Durand

conditions économiques et même politiques (subventions par exemple) tout au long de l'histoire de la production, ainsi que des progrès de productivité grâce à ceux de la technologie, mais elle se précise au fur et à mesure de l'exploitation, et nous verrons qu'il existe des méthodes pour la prévoir de façon approchée quand l'exploitation est déjà bien avancée"¹⁰⁰. Certaines des méthodes auxquelles Durand fait allusion ont été expliquées à la section 1.2.4. A présent, les réserves sont nulles, bien qu'il reste toujours du charbon dans le sous-sol français, et l'ultime est sans doute inférieur à ce qui avait été estimé quand les mines étaient encore en exploitation. L'ultime ici atteint n'est donc pas un ultime absolu, théorique, où l'entièreté de la ressource aurait été exploitée, mais un ultime **pratique**, qui tient compte des multiples facteurs qui influencent la production. Dans, le futur, on ne peut exclure un renouveau du charbon français, mais les conditions économiques seront probablement très différentes de celles qui nous sont familières, et c'est l'un des buts de cette enquête de se préparer à ces évolutions.

L'histoire des productions de pétrole, gaz et charbon de la France, Grande-Bretagne et Allemagne sont résumées ci-dessous par Durand, ainsi que les perspectives d'exploitation des hydrocarbures restants.

1.3.1.1. L'exemple de la France¹⁰¹

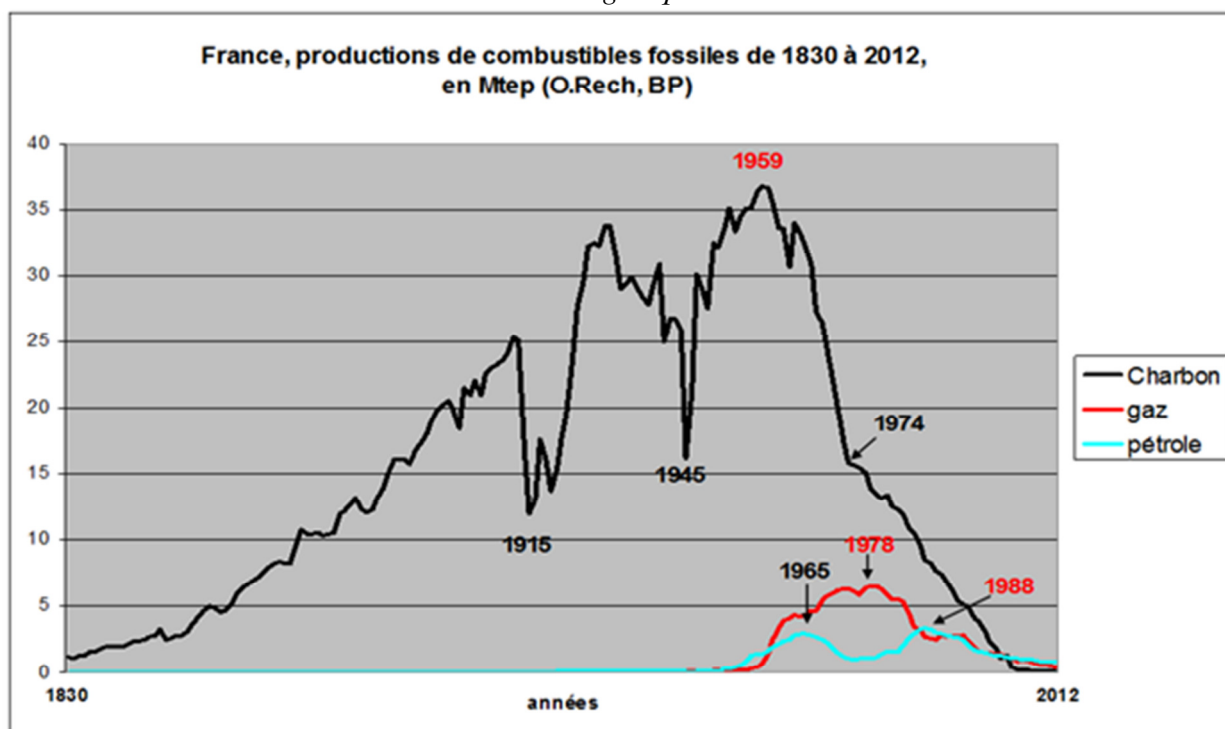
La production de charbon française, écrit Durand, "a commencé à croître de manière importante et régulière vers le milieu du 19ème siècle (Figure 18). Après les vicissitudes dues aux guerres, à la crise économique européenne de 1933, conséquence de la Grande Crise de 1929 aux États-Unis, elle est passée par un maximum en 1959. Sa décroissance a été d'emblée rapide. Cela est dû au fait qu'à cette époque la production était devenue lourdement subventionnée par rapport aux prix pratiqués sur le marché mondial: cette décroissance a donc été organisée pour diminuer les charges sur le budget de l'État. A partir de 1974, après le premier choc pétrolier, le rythme de décroissance a été moins rapide, le charbon étant alors plus demandé. Mais finalement la production a fini par s'éteindre en Avril 2004 avec la fermeture des dernières mines en activité".

L'histoire du gaz et du pétrole en France, écrit Durand, "est longue, puisqu'elle débute avec le gisement de pétrole lourd de Pechelbronn, dont les indices de surface étaient connus depuis le Moyen-âge, mais qui ne fut réellement exploité qu'à partir de 1740. Cependant il s'agissait de petites quantités, même si la France fut alors, en y ajoutant l'huile obtenue par pyrolyse des Schistes d'Autun, le premier producteur de pétrole de l'époque, jusqu'au développement de la production américaine après 1850. Elle a cru notablement, tout en restant modeste, après la deuxième guerre mondiale. Le gaz, extrait principalement du gisement de Lacq, a connu son pic en 1978 et son Ultime est presque atteint. Le pétrole a d'abord été extrait du Bassin d'Aquitaine. Celui-ci a ensuite été relayé par le Bassin de Paris, d'où une production avec deux bosses. Le pic date de 1988 et l'Ultime est presque atteint".

¹⁰⁰ Soumission Durand

¹⁰¹ Soumission Durand

Figure 18 : Productions de charbon, de gaz et de pétrole en France de 1830 à 2012, ramenées à la même unité de contenu énergétique.



Note : l'unité utilisée est le million de tonne équivalent pétrole (Mtep)

Source du graphique : soumission Durand

Selon Durand, de nouvelles découvertes de gaz et de pétrole ne sont pas impossibles, sous forme en particulier de gaz et de pétrole de roches-mères. Et pour le charbon, il existe encore des possibilités, en particulier un assez gros gisement inexploité dans la Nièvre. Quant aux obstacles à franchir pour exploiter ces ressources, Durand cite des conditions économiques et environnementales actuellement défavorables et un régime de propriété du sous-sol (État propriétaire) qui ne favorise pas l'implication des propriétaires du sol.

1.3.1.2. L'exemple du Royaume-Uni¹⁰²

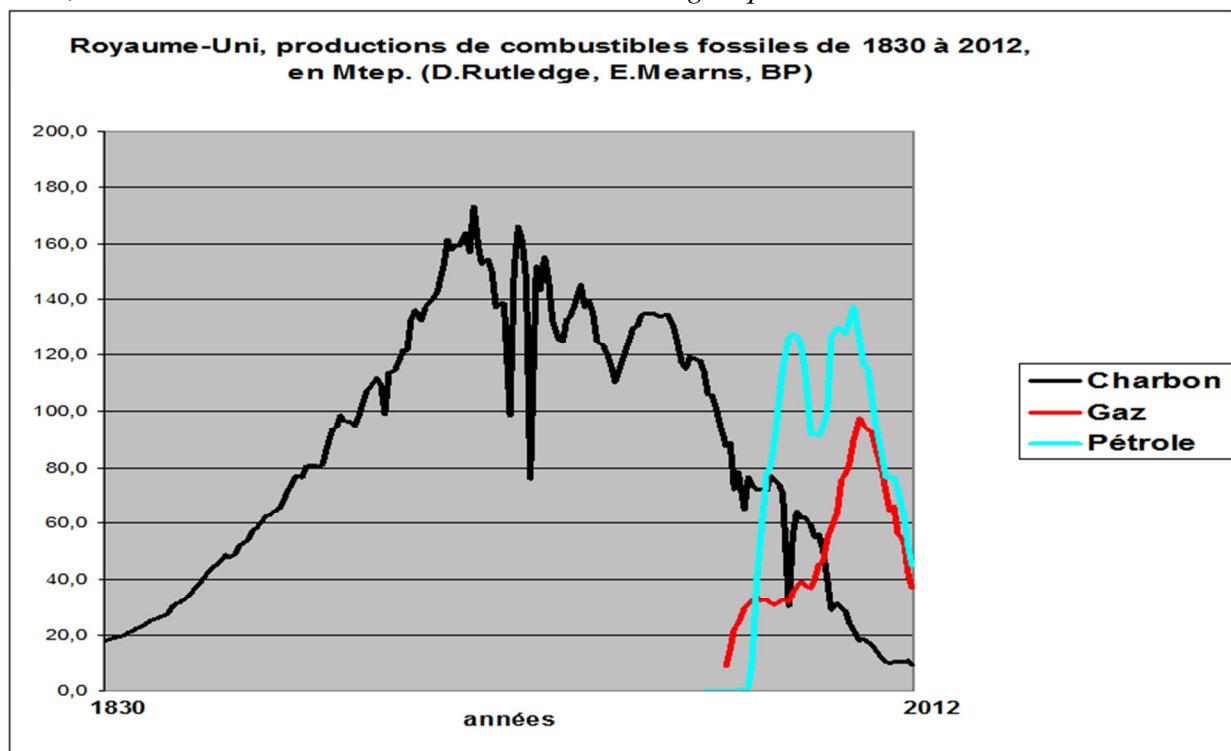
Le Royaume-Uni, écrit Durand "a été le berceau de la Révolution Industrielle à la fin du 18ème siècle. Celle-ci, avant de s'étendre à l'Europe puis au reste du monde, s'y est développée grâce au charbon de l'Angleterre et du Pays de Galles, disponible en abondance. La production de charbon a connu une progression rapide et régulière jusqu'à son pic, atteint en 1913. Elle a ensuite décliné en enregistrant les vicissitudes de l'histoire de ce pays: première guerre mondiale, grève générale de 1926, crise économique européenne de 1933, deuxième guerre mondiale. Après celle-ci, les subventions élevées à sa production ont conduit comme en France le gouvernement à en programmer le déclin, ce qui a conduit pendant l'ère Thatcher à la grande grève des mineurs de 1984. La production a malgré tout continué à décliner. L'Ultime est maintenant presque atteint.

¹⁰² Soumission Durand

Le relais a été fort opportunément pris progressivement, à partir de 1970, par les productions de gaz naturel et de pétrole extraits des gisements découverts en Mer du Nord. Mais ces productions ont connu leur pic en 1999 et déclinent très rapidement depuis. On observe pour le pétrole une chute brutale de production en 1988. Elle est due à un très grave accident, l'explosion de la plateforme Piper Alpha du gisement Piper au large de l'Écosse, qui a désorganisé momentanément la production pétrolière en Mer du Nord (et fait 167 morts !).

Au Royaume-Uni toutes les productions de combustibles fossiles sont donc actuellement en fort déclin, et leurs Ultimes non loin d'être atteints. L'exploitation des gaz de roches-mères est envisagée, en particulier dans le Bassin de Bowland dans le Centre de l'Angleterre, mais les réserves y sont loin d'être assurées".

Figure 19 : Productions de charbon, de gaz et de pétrole au Royaume-Uni de 1830 à 2012, ramenées à la même unité de contenu énergétique.



Note : l'unité utilisée est le million de tonne équivalent pétrole (Mtep)

Source du graphique : soumission Durand

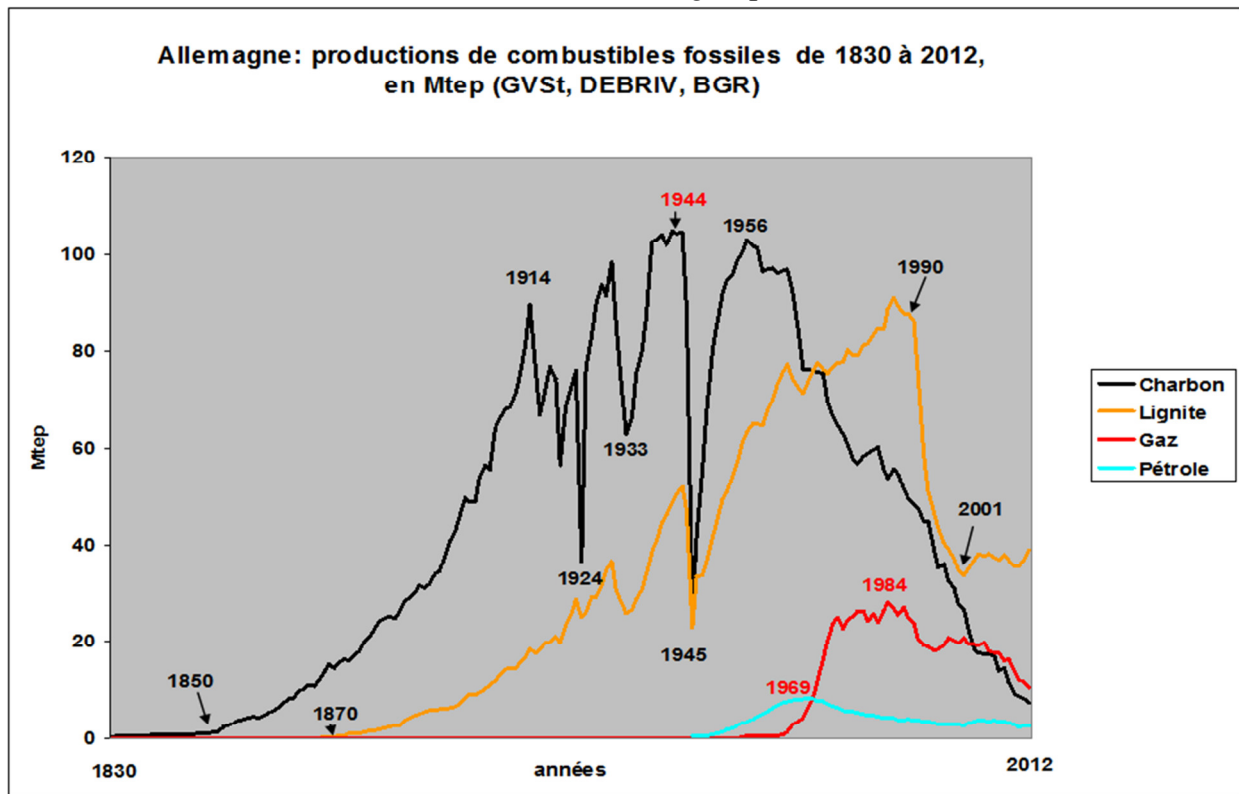
1.3.1.3. L'exemple de l'Allemagne¹⁰³

Comme la France et le Royaume-Uni, écrit Durand, "l'Allemagne possède du charbon de bon contenu énergétique (hard coal, environ 0,7 tep par tonne) exploitables par mines souterraines. Elle possède de plus d'importants gisements de lignite (brown coal), charbon de faible contenu énergétique (environ 0,25 tep par tonne), exploitables à ciel ouvert («découvertes»). Ce lignite est produit à bas coût et sert essentiellement à produire de l'électricité. La

¹⁰³ Soumission Durand

production de charbon a cru considérablement et régulièrement de 1850 à 1914. Ensuite, elle a enregistré les vicissitudes de l'histoire allemande : première guerre mondiale, crise économique allemande de 1924, crise économique européenne de 1933, deuxième guerre mondiale. Son pic a été atteint en 1944. Puis, comme en France et au Royaume-Uni et pour les mêmes raisons, un déclin a été organisé. Son Ultime est presque atteint: Il est prévu de fermer les dernières mines en 2018.

Figure 20 : Productions de charbon, de gaz et de pétrole en Allemagne de 1830 à 2012, ramenées à la même unité de contenu énergétique.



Note : l'unité utilisée est le million de tonne équivalent pétrole (Mtep)

Source du graphique : soumission Durand

La production de lignite a démarré en 1870 et a connu à peu près les mêmes aléas que le charbon. Elle a cependant cru jusqu'en 1989, date de la Réunification Allemande. Elle a ensuite chuté très rapidement jusqu'en 2001, du fait de la remise à niveau de l'industrie Est Allemande, qui utilisait beaucoup de lignite avec une faible efficacité énergétique. Elle augmente à nouveau depuis 2001. L'Allemagne est actuellement le premier producteur mondial de lignite.

Le gaz naturel et le pétrole ont d'abord été extraits de gisements principalement situés en Allemagne du Nord. Dans un second temps s'est ajoutée une petite production de gisements situés en Mer du Nord. Le pic du pétrole a eu lieu en 1969, et celui du gaz en 1984. Même si les productions ne sont pas négligeables encore actuellement, leurs Ultimes sont à présent très proches.

Reste le lignite, pour lequel l'Ultime est encore loin.

Comme la France et l'Angleterre, l'Allemagne envisage une production de gaz et de pétrole de roches-mères, en Basse-Saxe et Rhénanie du Nord, mais sans en connaître vraiment les réserves, et connaît à ce propos une forte opposition des associations écologistes”.

1.3.2. Origine du pic de production

Précédemment, nous avons vu différents profils de production de ressources hydrocarbonées, passant par un ou plusieurs pics, influencés par une combinaison de facteurs. Nous allons à présent faire abstraction des aléas économiques, des facteurs géopolitiques et accidentels qui peuvent perturber, parfois gravement, les courbes de production. Généralement, ces facteurs sont imprévisibles et n'entrent pas dans les projections de production (à moins que la contrainte soit déjà connue et qu'on s'attende à ce qu'elle persiste dans le futur, comme c'est le cas de certaines contraintes géopolitiques). Nous nous focaliserons donc sur les seuls facteurs physiques, et économiques associés, qui influencent les profils de production.

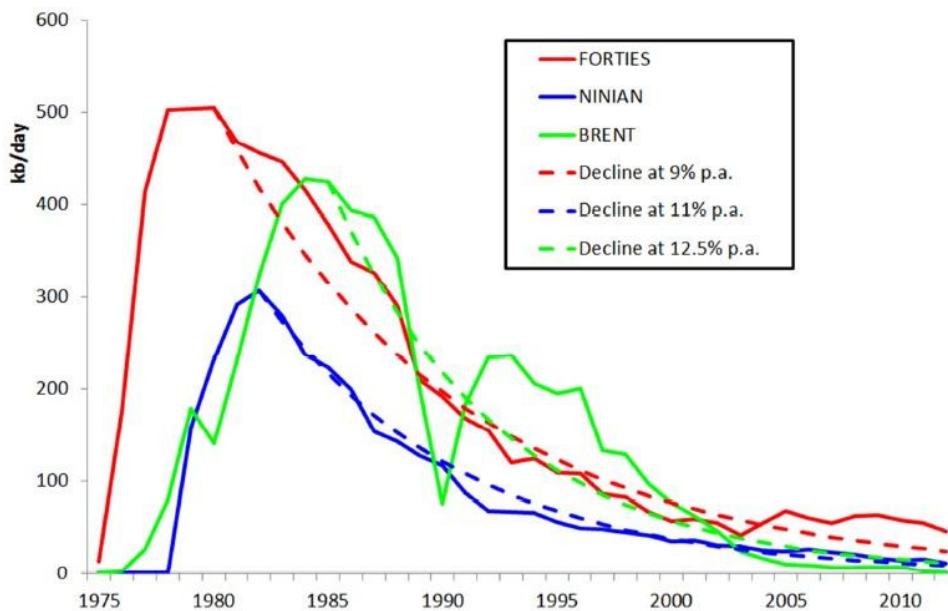
1.3.2.1. Pic de gisements individuels

Lorsqu'un puits de pétrole est mis en production, écrivent Miller et Sorrell, “le débit de production augmente rapidement jusqu'à un pic. Ce dernier peut être prolongé dans le temps, et former un plateau, en restreignant le débit ou en injectant des fluides pour maintenir la pression au sein des roches-réservoirs. Mais à partir d'un certain moment, la production se met à décliner à cause de la baisse de pression et/ou la pénétration d'eau ou de gaz. Dans les champs matures, l'eau peut représenter 90% ou plus du volume des liquides extraits [...]. Les profils de production des gisements individuels tendent à être similaires à ceux des puits. Les gisements les plus gros ont des plateaux de production qui durent plus longtemps, en partie grâce au forage de nouveaux puits.

Typiquement, après le plateau, la production des puits et gisements individuels décline avec un taux de déclin constant (courbe exponentielle) ou qui diminue avec le temps (courbe hyperbolique). Des équations empiriques sont largement utilisées [dans l'industrie] pour modéliser ces déclin de production et prévoir la production future de puits ou de gisements, ainsi que pour estimer l'ultime. En pratique, la forme du cycle de production est souvent modifiée par des interruptions de production, l'introduction de nouvelles technologies et d'autres facteurs. Pour la plupart des gisements, la phase de déclin constitue la majeure partie du cycle de production et de la production cumulée. A titre d'exemple, la Figure 21 montre le comportement des trois plus gros gisements offshore britanniques (Forties, Brent, Ninian); ils ont mis 3-8 ans pour atteindre leur pic, sont restés sur un plateau pendant 2-3 ans, puis sont entrés dans un déclin prolongé, approximativement exponentiel. [...]”¹⁰⁴. Cela fait environ 30 ans qu'ils sont en déclin.

¹⁰⁴ Soumission Miller et Sorrell

Figure 21 : Profils de production de trois gisements de pétrole en Mer du Nord britannique, avec courbes de déclin exponentielles indicatives.



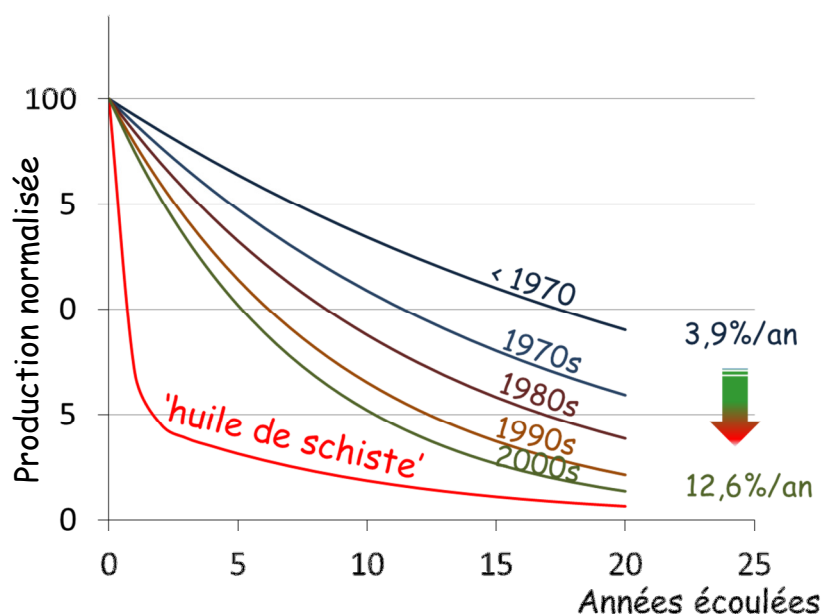
Source: soumission Miller et Sorrell

Puisque les gisements individuels tombent en déclin, les compagnies pétrolières doivent constamment développer de nouveaux gisements pour compenser le déclin des gisements vieillissants. Par conséquent, écrivent Miller et Sorrell, le taux de déclin des gisements est une donnée essentielle pour estimer la production future et les besoins en investissements. De récentes études effectuées sur des échantillons représentatifs de gisements ayant franchi leur pic trouvent un taux de déclin moyen de la production d'au moins 6,5%/an.¹⁰⁵

En 2008, l'IEA (WEO2008) a, pour la première fois, fait une étude poussée des taux de déclin. C'est notamment sur cette étude que se sont basés Miller et Sorrell. L'IEA a classé les gisements en déclin selon la décennie pendant laquelle ils ont été mis en production (avant les années 1970s, pendant les années 1970s, pendant les années 1980s, etc.). Le taux de déclin varie entre 3,9%/an pour les plus vieux gisements, et 12,6% pour ceux mis en production dans les années 2000. Voir Figure 22. C'est contre-intuitif que les jeunes gisements déclinent plus vite que les vieux, mais c'est lié au fait que les jeunes gisements comportent une proportion plus grande de petits gisements et de gisements situés en mer, où sont utilisées des méthodes d'extraction qui maximisent la déplétion.

¹⁰⁵ Soumission Miller et Sorrell

Figure 22 : Représentation schématique du déclin de production des gisements en déclin, en fonction de la décennie de mise en production (entre 1970 et 2000), selon le WEO2008. A titre comparatif, un profil typique de pétrole de roches-mères (huile de schiste) a été ajouté.



Source du graphique: P. Brocorens, données IEA WEO2008, North Dakota Department of Mineral Resources

Pour Miller et Sorrel, si ce sont des gisements plus petits, plus jeunes et situés en mer qui constituent une part croissante de la production future, cela ne peut qu'augmenter le taux de déclin moyen des gisements conventionnels. Et le recours massif au *tight oil* produit par fracturation hydraulique "va exacerber ces tendances, puisque ces puits n'ont pas de plateau et déclinent extrêmement vite - par exemple, de 90% ou plus dans les cinq premières années".¹⁰⁶

1.3.2.2. Pic régional

Les compagnies pétrolières sont donc engagées dans une course contre la montre pour compenser le déclin de plus en plus rapide de leur base productive, en développant de nouveaux gisements. Le profil de production de l'ensemble des gisements d'une région est le résultat de cette course entre le génie humain et les lois de la physique.

Marion King Hubbert est l'un des premiers à avoir étudié la dynamique d'un cycle de production complet d'une région, qu'il décrit comme suit:

"A un moment donné, le tout premier puits de découverte est foré, et la production pétrolière de la région démarre. Des puits supplémentaires sont forés pour développer le gisement et le débit de production augmente. Ces premiers succès stimulent l'exploration de la région, et, sur base d'études géologiques et géophysiques, on fore d'autres structures potentiellement riches en pétrole. De nouveaux gisements sont découverts et mis en production. Mais étant

¹⁰⁶ Soumission Miller et Sorrell

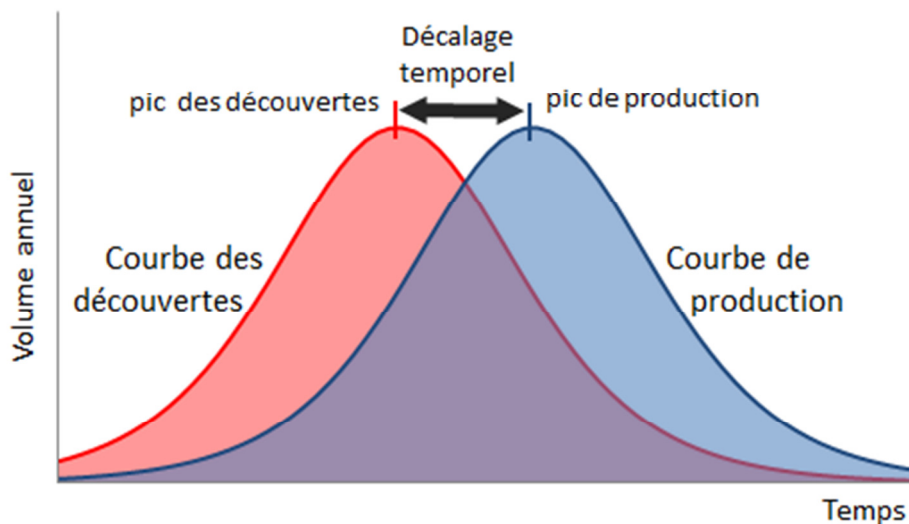
donné le nombre limité de gisements, à mesure que les gisements sont découverts, il y en a de moins en moins à découvrir, et ceux qui restent sont les plus inaccessibles et généralement les plus petits. A mesure que les gisements non-découverts deviennent rares, l'effort d'exploration (par exemple le nombre de forages à effectuer pour découvrir un volume donné de pétrole) est de plus en plus important. Finalement, les volumes de pétroles découverts par forage sont si faibles qu'ils ne couvrent plus le coût des forages; l'exploration cesse. Quant au débit de production de la région, il commence à zéro, augmente généralement exponentiellement pendant quelques décennies puis, comme la quantité de pétrole découvert diminue, le débit de production fait de même. Il atteint donc un ou plusieurs maxima principaux, et finalement entre dans un lent déclin exponentiel. Finalement, la production cesse tout à fait"¹⁰⁷.

Le cas de la France décrit précédemment par Durand est une bonne illustration pratique de ce mécanisme pour le pétrole et le gaz naturel conventionnels, les cycles de ces ressources étant à présent pratiquement bouclés.

Deux éléments déterminants pour l'évolution de la production apparaissent dans la description de Hubbert:

- **Le décalage temporel entre le cycle des découvertes et le cycle de production**, illustré schématiquement en Figure 23.

Figure 23 : Schéma décrivant le décalage temporel existant entre l'évolution des découvertes annuelles de pétrole et l'évolution de la production annuelle de pétrole au cours du temps.



Source du graphique: P. Brocorens

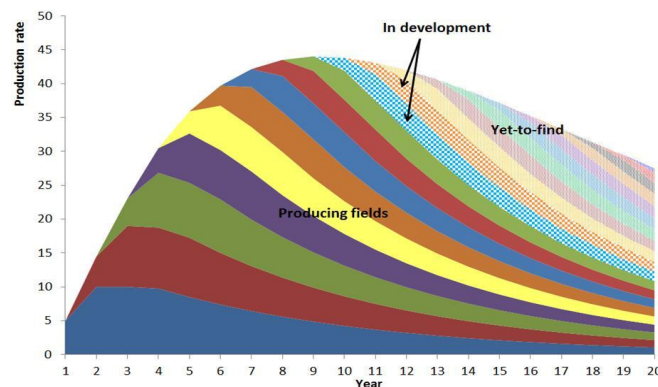
Une fois que les découvertes passent par leur pic et entrent en déclin, il faut s'attendre à ce que la production fasse de même dans le futur. En comparant les courbes de découvertes et de production, Laherrère a estimé ce décalage temporel pour quelques pays qui ont passé leur pic de découvertes et de production, par exemple:

environ 35 ans pour les États-Unis,
environ 7 ans pour la France¹⁰⁸.

Pour le monde, cela fait maintenant longtemps (environ 50 ans) que les découvertes ont franchi leur pic (voir Figure 8). On pourrait donc s'attendre à ce que la production fasse de même dans un avenir pas trop éloigné.

- **Les gros gisements sont mis en production en premier, les petits en dernier.** La plupart du pétrole est concentré dans quelques gros gisements et le reste est dispersé dans une myriade de petits gisements. Les gros gisements tendent à être découverts en premier, en partie parce qu'ils couvrent une plus grande surface. Ensuite, les découvertes deviennent progressivement plus petites et nécessitent plus d'effort pour être localisées¹⁰⁹. Malgré des contraintes politiques et économiques, il s'agit d'un schéma général de développement, qui a été maintes fois relevé dans les soumissions (Bentley, Campbell, Laherrère, Miller et Sorrell) et qui est notamment à la base des courbes d'écrémage (voir 1.2.4 p.32). Les conséquences sont importantes et sont illustrées par le modèle très simple en Figure 24 présenté par Miller et Sorrell¹¹⁰.

Figure 24 : Modèle simple du cycle de production d'un bassin pétrolier. La production de chaque gisement est dans une couleur différente.



Note: Supposition: a) un gisement développé chaque année, par ordre de taille décroissant; b) chaque gisement est 10% plus petit que le précédent; c) les gisements mettent 2 ans pour atteindre leur pic. Source: Soumission Miller et Sorrell

Dans cet exemple, un gisement est mis en production chaque année, et chaque gisement a une taille inférieure à celle du gisement précédent. Un pic de production régional apparaît lorsque le gain de production venant des petits gisements nouvellement développés ne peut compenser la perte de production des gros gisements anciens en déclin.

Des profils similaires sont obtenus à partir de suppositions de départ différentes, tant que le schéma “gros-gisements-développés-en-premier” est globalement respecté. Le pic de production est contre-intuitif, souligne Bentley, car “les réserves sont encore abondantes, les découvertes continuent et la technologie améliore le taux de récupération”¹¹¹.

¹⁰⁸ Laherrère, Pétrole et Gaz : quel avenir pour quel monde?, Présentation, Orthez, 26 septembre 2006.

¹⁰⁹ Soumission Miller et Sorrell

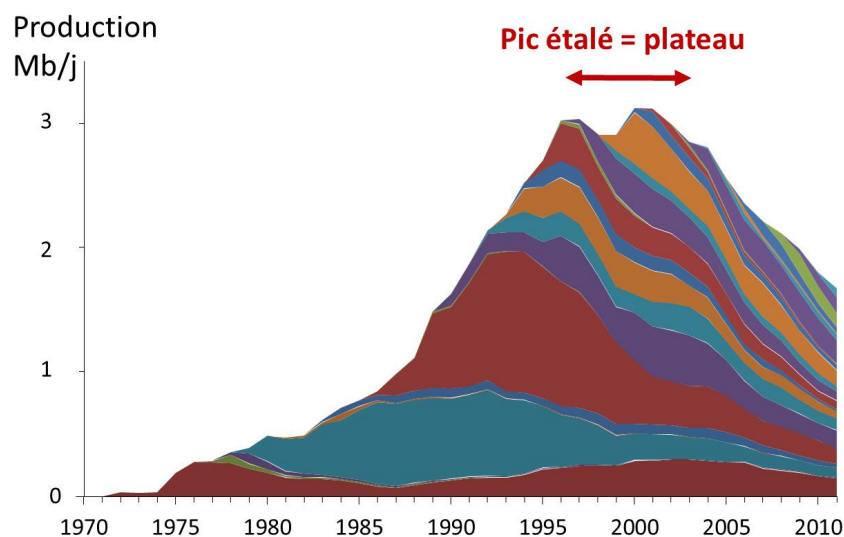
¹¹⁰ Soumission Miller et Sorrell

¹¹¹ Soumission Bentley(1)

Miller et Sorrell illustrent ce processus à l'aide de la production pétrolière britannique¹¹², mais la production pétrolière norvégienne en Mer du Nord constitue également un excellent exemple de ce processus. En Figure 25, les gisements norvégiens développés la même année sont regroupés sous une même couleur; la couleur change d'une année à l'autre. De gros gisements ont été développés dans les années 1970s et 1980s, alors que le pays venait d'entamer son cycle de production. Mais vers les années 1990s, ces gisements sont entrés en déclin, et il a été de plus en plus difficile de maintenir à niveau la production globale par les nouveaux gisements, qui étaient plus petits. Un pic étalé (plateau) s'est formé pendant quelques années, puis le déclin a suivi peu après l'an 2000. La production continue de décliner bien que du pétrole soit encore découvert et que des gisements soient mis en production chaque année.

Les mêmes mécanismes qui conduisent aux pics et déclin des productions pétrolières au niveau régional, écrivent Miller et Sorrell, devraient finalement conduire au pic et déclin de la production mondiale¹¹³.

Figure 25 : Production pétrolière norvégienne, par année de mise en production (pétrole brut).



Source du graphique: P. Brocorens, données du Norwegian Petroleum Directorate

Un élément important pour effectuer des projections de production est que l'aire sous la courbe de production correspond à l'ultime. Il doit donc exister un lien entre l'ultime et le profil de production.

A l'aide de leurs modèles explicatifs simples décrits précédemment (Figure 24), Miller et Sorrell affirment que le déclin de production commence quand **moins de la moitié de l'ultime a été produit**, ce qui donne un profil de production asymétrique. Ces modèles sont confirmés, d'après eux, par ce qui est observé sur le terrain. Ils citent en exemple l'analyse effectuée par Brand de 74 régions post-pic, qui indique que le taux de croissance de la production est supérieur au taux de déclin dans 90% des cas. Ils citent également leur propre

¹¹² Soumission Miller et Sorrell

¹¹³ Soumission Miller et Sorrell

analyse de 37 pays post-pic, où seulement 24% de l'ultime estimé aurait été extrait lorsque le pic a eu lieu¹¹⁴. Néanmoins, pour certains de ces pays, l'asymétrie est vraisemblablement accentuée par un profil de production dominé par un petit nombre de gros gisements, surtout s'ils ont été mis en production simultanément. Pour un grand nombre de gisements, Laherrère avance des arguments statistiques pour affirmer que l'asymétrie tendrait à se réduire. On se rapprocherait alors d'une courbe en cloche dont le pic est atteint lorsque **la moitié de l'ultime a été produit**. Hubbert lui-même était très nuancé, écrivant qu' "il n'est pas nécessaire que la courbe [...] ait un unique maximum ou qu'elle soit symétrique. En fait, plus la région est petite, plus la courbe a des chances d'avoir une forme irrégulière. [...] D'autre part, pour des régions étendues, telles que les États-Unis ou le monde, la courbe de production annuelle résulte de la superposition de production de milliers de gisements individuels. Dans ce cas, les irrégularités des régions de petite taille tendent à s'annuler les unes les autres, et la courbe résultante devient régulière avec un seul maximum principal. Cependant, il n'y a aucune nécessité théorique à ce que la courbe soit symétrique."¹¹⁵ **En résumé, le déclin survient lorsque l'ultime est à moitié vide ou avant cela**, ce qui signifie qu'il reste encore bien du pétrole à extraire quand la production se met à décliner.

Le schéma de développement des gisements décrit ci-dessous est assez général et observé partout, ce qui permet d'en retirer des tendances et d'établir des outils prédictifs d'une certaine utilité, malgré les approximations et inconnues inhérentes à l'exploitation des hydrocarbures.

1.3.3. Prévoir le pic pétrolier

1.3.3.1. Hubbert et le pic pétrolier des États-Unis de 1970

L'un des premiers à proposer une méthode "consistant à prévoir aussi précisément que possible l'évolution future d'un système matériel en fonction de la connaissance de ses mécanismes, de son passé, et des données physiques sur lesquelles il repose" fut Marion King Hubbert¹¹⁶. Il l'appliqua tout d'abord aux États-Unis. En 1956, alors en poste chez Shell, il présenta ses conclusions lors d'une conférence de l'American Petroleum Institute. Il prévoyait un pic de production des États-Unis en 1965 ou 1970, selon les deux scénarios qu'il présenta. Ses propos furent accueillis avec surprise, car la production pétrolière augmentait régulièrement depuis près d'un siècle. Mais en 1970, la production passa effectivement par un pic, donnant la notoriété à Hubbert.

Depuis lors, Hubbert et d'autres ont utilisé sa méthode pour prévoir l'évolution des courbes et pics de production de régions ou du monde, avec plus ou moins de succès. C'est

¹¹⁴ Soumission Miller et Sorrell

¹¹⁵ Hubbert M. K., Techniques of prediction as applied to the production of oil and gas, p34. Presented to a symposium of the U.S. Department of Commerce, Washington, D.C., June 18-20, 1980. In Saul I. Gass, ed., Oil and Gas Supply Modeling, pp. 16-141. National Bureau of Standards special publication 631. Washington: National Bureau of Standards, 1982.

¹¹⁶ Hubbert M. K., Techniques of Prediction with Application to the Petroleum Industry, p.1. Presented at the 44th annual meeting, American Association of Petroleum Geologists, Dallas, Texas, March 17, 1959. Publication 204. Houston: Shell Development Company, Exploration and Production Research Division, 1959.

vraisemblablement autour de cette méthode que se cristallisent le plus les critiques et batailles au niveau des soumissions. Ainsi, quand *essencia* évoque le pic pétrolier comme étant davantage un mythe pour étudiant en économie qu'une réalité de terrain ¹¹⁷, c'est probablement sur le modèle de Hubbert qu'*essencia* porte un jugement et non sur le pic pétrolier lui-même, puisqu'*essencia* reconnaît la raréfaction du pétrole dans un avenir plus ou moins proche.

A ce stade, il est important de rappeler ce qu'est un modèle. **Un modèle est une représentation simplifiée de la réalité, qui néglige certains aspects, comporte un certain nombre d'approximations, et ne peut donc s'appliquer avec précision qu'à l'intérieur de certaines limites.** Il est donc nécessaire de bien connaître les limites et d'avoir une idée des facteurs qui peuvent faire dévier la réalité du modèle, afin de prendre les précautions d'usage lors de l'interprétation des résultats de la modélisation. Il n'y a là rien d'exceptionnel; c'est le lot de tout travail de modélisation, en sciences dures comme en sciences humaines. Il est probable qu'à la fois certains critiques et certains utilisateurs du modèle de Hubbert aient oublié ces principes de base de l'art de la modélisation.

Différentes personnes (Laherrère, Campbell, FPB, Miller et Sorrell, *essencia*) ont relevé les aspects du modèle qui prêtent à discussion, et qui sont généralement bien connus des modélisateurs eux-mêmes: l'extrapolation dans le futur de tendances passées au niveau des découvertes et de la production, les suppositions sur lesquelles se basent les estimations d'ultime, le rôle de la technologie, la forme mathématique de la courbe, et l'absence de certaines variables économiques et politiques importantes. Ainsi, citant les propos d'Alain Préat, la FPB indique: "Dans le cas du pétrole, la courbe de Hubbert est valable à l'échelle des champs, des provinces, des pays et serait mondiale. Peut-on se fier à ce raisonnement assez intuitif et simple ? La réponse est oui et non: oui dans son principe, non dans la prédictibilité 'exacte' du moment du pic [...]"¹¹⁸.

Miller et Sorrell ont ensuite discuté des points faibles de méthodes alternatives (techniques économétriques, modèles de dynamique des systèmes, approche bottom-up consistant à suivre le comportement des gisements individuels pour obtenir l'évolution au niveau régional ou mondial) et arrivent à la conclusion qu'"étant donné le potentiel de ruptures politiques, économiques, et technologiques, aucun modèle ne peut fournir des estimations de grande précision. De plus, augmenter la complexité du modèle n'améliore pas grand-chose au problème [...]"¹¹⁹.

Navigue-t-on dès lors totalement dans le brouillard, en se disant qu'on arrivera à gérer les conséquences du pic pétrolier le jour où il arrivera ?

Manquer de précision ne signifie pas inutilité des modèles, mais qu'il y a une incertitude dans la date du pic et le débit de production futur. Miller et Sorrell ont très bien intégré cette notion d'incertitude. Ils ne donnent pas une date précise pour le pic pétrolier, mais affirment qu'un

¹¹⁷ Soumission *essencia*

¹¹⁸ Soumission FPB

¹¹⁹ Soumission Miller et Sorrell

“déclin durable de la production de pétrole conventionnel¹²⁰ apparaît vraisemblable avant 2030, et il y a un risque significatif que ce déclin se produise avant 2020”¹²¹. Ils ajoutent “[...] **les prévisions ne peuvent être précises. Mais prendre des décisions sur base de données imparfaites est nécessaire**, que ce soit dans une société, un gouvernement, une entreprise, ou au niveau individuel. Des choix doivent être faits, même avec peu d’informations, sur base des données disponibles et des prévisions les plus probables, qui peuvent changer si les données changent. On en connaît assez sur les ressources globales en pétrole pour affirmer qu’un pic de production du pétrole conventionnel¹²² est probable avant 2020; ce problème est assez analogue à celui du Capitaine Cook cartographiant l’Australie Orientale. Il l’a fait avec une précision raisonnable, mais pas avec la précision qu’on obtient de nos jours.”

Pour tenir compte des incertitudes, d’autres auteurs, comme Bauquis, ajoutent une marge d’erreur explicite (par exemple, ± 5 ans pour la date du pic; ± 5 Mb/j pour la production). Les partisans comme les détracteurs de la méthode d’Hubbert ont souvent tendance à oublier qu’Hubbert connaissait les points faibles de son modèle, et nuancait en conséquence ses analyses.

Par exemple, en 1956, pour tenir compte des **incertitudes sur l’ultime** des États-Unis, Hubbert a proposé deux courbes, basées sur des ultimes respectivement de **150 et 200 Gb**, qui atteignaient leur pic respectivement en 1965 et 1970. La plupart des gens ne se souviennent que de la deuxième courbe, car le pic a été atteint en 1970. L’important à retenir est que **malgré une grosse différence entre les deux valeurs d’ultime** (un tiers), ce qui montre bien l’ordre de grandeur des incertitudes, **la modélisation n’a déplacé la date du pic que de quelques années** (5 ans) (Figure 26).

Figure 26 : Modélisation de la production des États-Unis 48 selon Hubbert (1956).

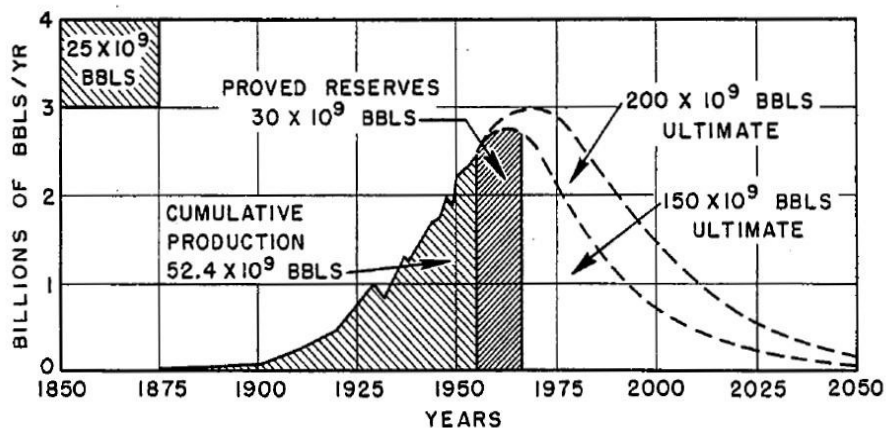


Figure 21 – Ultimate United States crude-oil production based on assumed initial reserves of 150 and 200 billion barrels.

Source: Hubbert 1956¹²³

¹²⁰ pétrole brut et LGN confondus

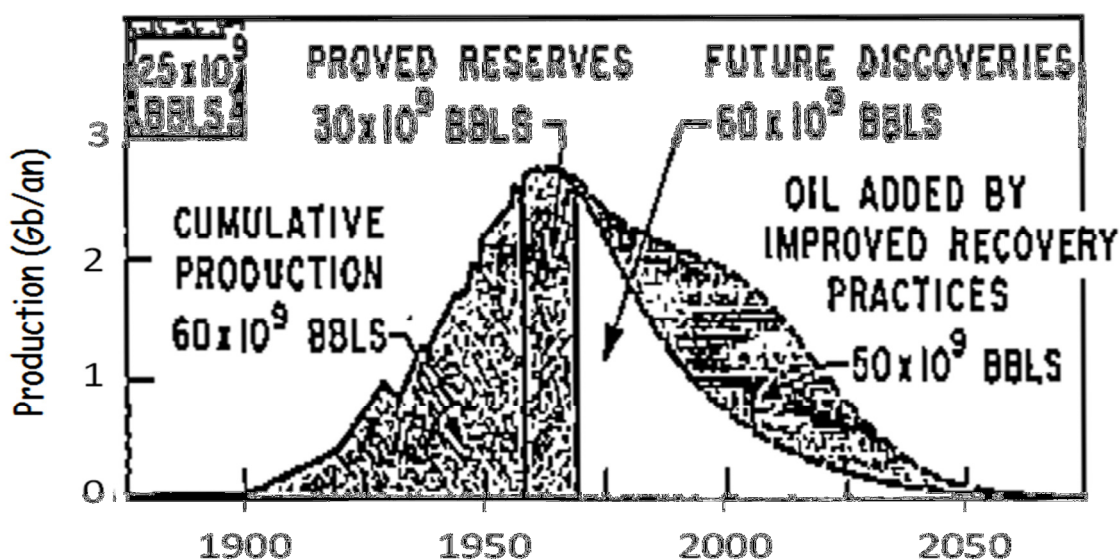
¹²¹ Soumission Miller et Sorrell

¹²² pétrole brut et LGN confondus

¹²³ Hubbert M. K., Nuclear Energy and the Fossil Fuels. Presented before the Spring Meeting of the Southern District Division of Production, American Petroleum Institute, San Antonio, Texas, March 8, 1956. Publication No. 95. Houston: Shell Development Company, Exploration and Production Research Division, 1956.

Concernant la **technologie**, en 1956, Hubbert écrit qu’“au moyen des techniques de production actuelles, environ un tiers du pétrole dans le sous-sol est récupéré. Les chiffres des réserves cités concernent le pétrole qu’il est possible d’extraire par les techniques actuelles. Cependant, les techniques de récupération secondaires s’améliorent progressivement, si bien qu’au final, on devrait extraire davantage de pétrole que ce qu’il est possible de faire aujourd’hui. Mais à cause de la lenteur des techniques de récupération secondaire, il semble improbable que les améliorations qui peuvent apparaître au cours des 10 à 15 prochaines années puissent avoir un effet significatif sur la date du pic. **Les techniques de récupération assistée auront comme effet plus probable de réduire le taux de déclin après le pic** [...]”¹²⁴. L’effet produit sur la courbe en cloche idéalisée est montré en Figure 27. La courbe devient asymétrique et on revient à la discussion sur cet aspect abordée précédemment : **le pic de production apparaît lorsque moins de la moitié de l’ultime a été extrait.**

Figure 27 : Effet des techniques de récupération assistée du pétrole sur le profil de production des États-Unis, selon Hubbert (1959).



Source: Hubbert 1959¹²⁵

Hubbert a également présenté une variante de la courbe en cloche idéalisée, où des retards de différentes natures entraîneraient un déclin prématuré, qui serait ensuite suivi d’un ou plusieurs rebonds avant le déclin final (Figure 28). Il introduisit de la sorte la **possibilité de voir apparaître de futurs cycles de découvertes et production, prévus ou imprévus**. Par définition, ceux étant imprévus ne peuvent être inclus dans les modèles à l’avance.

¹²⁴ Hubbert M. K., Nuclear Energy and the Fossil Fuels, Drilling and Production Practice, API, 1956, 24

¹²⁵ Hubbert M. K., Techniques of prediction as applied to the production of oil and gas, Presented at the 44th annual meeting, American Association of Petroleum Geologists, Dallas, Texas, March 17, 1959. Publication 204. Houston: Shell Development Company, Exploration and Production Research Division, 1959.

Figure 28 : Courbes de Hubbert (1959) à un ou plusieurs cycles (ici deux cycles).

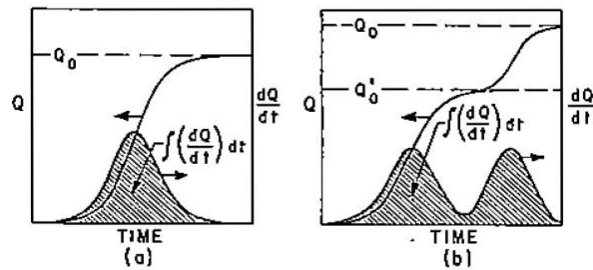


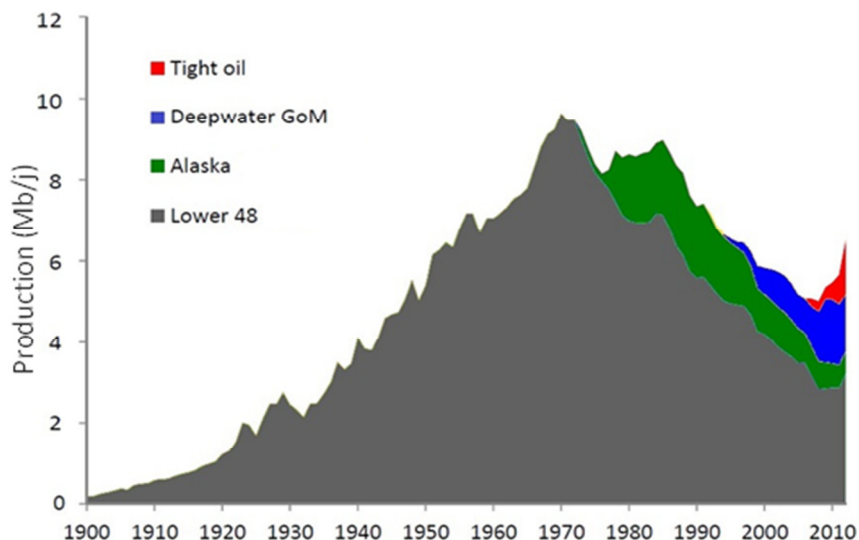
Fig. 4.-Logistic growth curves of cumulative production and their derivatives which give the rates of production.

- (a) single-cycle curve
- (b) multiple-cycle curve

Source: Hubbert 1959¹²⁶

La Figure 29 montre l'effet de l'apparition de nouveaux cycles (Alaska, offshore profond, huiles de roche-mère) sur l'évolution de la production pétrolière des États-Unis. **Ces nouveaux cycles sont arrivés trop tard pour repousser le pic de production; ils atténuent le déclin**, en donnant lieu à des rebonds de production pendant quelques années. Ces cycles de production accompagnent des extensions d'aires géographiques couvertes par l'industrie pétrolière: onshore en 1859, eaux peu profondes dans les années 1950s, Alaska dans les années 1970s, eaux profondes dans les années 1990s, eaux ultra profondes dans les années 2000s. Des extensions géographiques supplémentaires sont à présent limitées. Le dernier cycle, celui des huiles de roche-mère, qui a décollé après 2007, est de nature géologique et non géographique.

Figure 29 : Production de pétrole brut des États-Unis, par région et par type, 1900-2012.



Source: soumission Miller et Sorrell, données EIA; North Dakota Department of Mineral Resources; Texas Railroad Commission. Notes: GoM = Gulf of Mexico offshore.

¹²⁶ Hubbert M. K., Techniques of prediction as applied to the production of oil and gas, Presented at the 44th annual meeting, American Association of Petroleum Geologists, Dallas, Texas, March 17, 1959. Publication 204. Houston: Shell Development Company, Exploration and Production Research Division, 1959

En résumé, la courbe de production en cloche symétrique, qui constitue le modèle de base de Hubbert, ne doit pas être pris au pied de la lettre, mais doit servir de point de départ à une analyse plus fine et nuancée, accompagnée de marges d'erreur (qui sont rarement mentionnées par les auteurs des prévisions, ou retenues par ceux qui les commentent).

1.3.4. Historique des prévisions de production pétrolière

Plusieurs contributeurs à l'enquête (FPB, Miller et Sorrell, Serkine) soulignent que les prévisions de pic effectuées par le passé ont souvent été prématurées. Mais Miller et Sorrell écrivent aussi que "des prévisions plus optimistes se sont également souvent révélées incorrectes, mais il faut plus de temps pour que leurs erreurs deviennent évidentes". Bentley écrit aussi que pendant des années, les principales institutions en charge de faire des prévisions ne prévoyaient que la demande, et supposaient que l'offre serait adéquate¹²⁷.

Sans faire de prévisions de pic, il n'y a pas grand risque à se tromper, sauf une fois, le jour où le pic est atteint. Il est donc important de faire un récapitulatif des prévisions effectuées par le passé.

1.3.4.1. Prévisions d'absence de pic

Historiquement, écrivent Bentley et al., les avis opposés au pic pétrolier consistaient à affirmer que la production pétrolière ne déclinerait pas dans un futur prévisible¹²⁸ (généralement à un horizon temporel de quelques décennies, par exemple à l'horizon 2030 ou 2035). Quelques-unes de ces prévisions se basent sur des évaluations explicites des ressources géologiques disponibles, tandis que d'autres ne le font pas.

Bentley et al. affirment qu'il y a eu (et il y a toujours) des analystes qui excluent totalement tout besoin d'examiner la quantité de ressources en pétrole. Ces analystes estiment que les forces économiques feront en sorte que l'offre satisfera toujours la demande et encourageront une transition relativement douce. Même s'il est vrai que l'offre pourra toujours satisfaire la demande à un certain prix, écrivent Bentley et al., "c'est peut-être là que se trouve davantage le problème que la solution. Les réelles questions sont plutôt de savoir si les prix ne seront pas trop élevés au point de réduire l'activité économique; et de savoir si cette hausse des prix sera suffisamment lente et prévisible pour permettre aux économies de s'adapter, ou au contraire sera rapide et imprévisible au point de provoquer des perturbations et des pénuries"¹²⁹. Évaluer la probabilité relative de ces scénarios demande analyses et modélisations, notamment sur la trajectoire de la production pétrolière conventionnelle¹³⁰.

¹²⁷ Soumission Bentley

¹²⁸ Bentley R., Miller R., Wheeler S. Boyle G., UKERC Review of Evidence for Global Oil Depletion, Technical Report 7: Comparison of global oil supply forecasts, July 2009

¹²⁹ Bentley R., Miller R., Wheeler S. Boyle G., UKERC Review of Evidence for Global Oil Depletion, Technical Report 7: Comparison of global oil supply forecasts, July 2009

¹³⁰ Bentley R., Miller R., Wheeler S. Boyle G., UKERC Review of Evidence for Global Oil Depletion, Technical Report 7: Comparison of global oil supply forecasts, July 2009

Les plus connues des prévisions n'annonçant pas de pic sont celles de l'IEA, bien que l'IEA ait oscillé entre des positions contradictoires sur le pic pétrolier. La position de l'IEA sera discutée plus en détail en section 1.3.5.1.

1.3.4.2. Prévisions de pic depuis 1956

Bentley et Boyle ont relevé certaines prévisions de pic pétrolier, depuis la première prévision mondiale de Hubbert en 1956 (voir Tableau 1). Ils ont simplifié les hypothèses proposées par les différents auteurs afin de classer les résultats.

Tableau 1 : Sélection de prévisions de pic de production mondiale de pétrole, réalisées entre 1956 et 2000.

<i>Date</i>	<i>Auteur</i>	<i>Liquides concernés</i>	<i>Ultime (Gb)</i>	<i>Prévision de date d'un pic mondial</i>
1956	Hubbert	Pétrole conventionnel	1250	“aux environs de 2000” [à 35 Mb/j]
1969	Hubbert	Pétrole conventionnel	1350 2100	1990 [à 65 Mb/j] 2000 [à 100 Mb/j]
1972	ESSO	Probablement pétrole conventionnel	2100	“de plus en plus rare à partir de ~2000.”
1972	Rapport: Conférence de l'ONU	Probablement pétrole conventionnel	2500	“pic probable d'ici 2000.”
1976	UK DoE	Probablement pétrole conventionnel	n/a	“aux environs de 2000”
1977	Hubbert	Pétrole conventionnel	2000	1996 si simple logistique; « plateau » jusque 2035 si la production stagne.
1977	Ehrlich et al.	Pétrole conventionnel	1900	2000
1978	WEC / IFP	Probablement pétrole conventionnel	1803	Pas de prédiction
1979	Shell	Probablement pétrole conventionnel	n/a	“ « plateau » dans les 25 ans à venir.”
1979	BP	Probablement pétrole conventionnel	n/a	Pic (hors monde communiste): 1985
1981	Banque Mondiale	Probablement pétrole conventionnel	1900	“plateau ~ aube du siècle.”
1992	Meadows et al.	Probablement pétrole conventionnel	1800-2500	Pas de prédiction

1995	<i>Petroconsultants</i>	<i>Pétrole conventionnel excepté LGN</i>	1800	<i>aux environs de 2005</i>
1996	<i>Ivanhoe</i>	<i>Pétrole conventionnel</i>	~ 2000	<i>aux environs de 2010</i>
1997	<i>Edwards</i>	<i>Probablement pétrole conventionnel</i>	2836	2020
1997	<i>Laherrère</i>	<i>Tous-liquides</i>	2700	<i>Pas de prédiction</i>
1998	<i>IEA</i>	<i>Pétrole conventionnel</i>	1800 (<i>Campbell</i>) 2000 (<i>bas</i>) 2300 (<i>référence</i>) 3000 (<i>haut</i>)	2008-2009 2010 2013-1014 2020
1999	<i>USGS</i>	<i>Probablement pétrole conventionnel</i>	~ 2000	2010
1999	<i>Bauquis</i>	<i>Tous liquides</i>	4000 dont 1000 de schistes bitumineux	2020
1999	<i>Laherrère</i>	<i>pétrole conventionnel</i>	2000	2010 (±5)
2000	<i>Bartlett</i>	<i>Probablement pétrole conventionnel</i>	2000 et 3000	2004 et 2019
2002	<i>BGR</i>	<i>Pétrole conventionnel et non-conventionnel</i>	2670 (<i>conventionnel</i>)	2017 (<i>tous liquides</i>)
2003	<i>Deffeyes</i>	<i>Tous liquides</i>		~2005
2003	<i>Campbell-Uppsala</i>	<i>Tous liquides</i>		2015
2003	<i>Laherrère</i>	<i>Tous liquides</i>	3000	
2003	<i>Energyfiles Ltd.</i>	<i>Tous liquides</i>	2338 (<i>conventionnel</i>)	2016
2003	<i>Bahktiari</i>	<i>Probablement pétrole conventionnel</i>		2006 - 2007
2004	<i>Miller</i>	<i>Pétrole conventionnel et non-conventionnel</i>		2025
2004	<i>PFC Energy</i>	<i>Pétrole conventionnel et non-conventionnel</i>		2018
2004	<i>IEA</i>	<i>Pétrole conventionnel</i>	2420 (<i>bas</i>) 3345 (<i>référence</i>) 3920 (<i>haut</i>)	2013-2017 2028-2032 2033-2037

Source: Bentley et Boyle (2008)¹³¹ excepté Laherrère 1999, Bauquis 1999 et IEA 2004

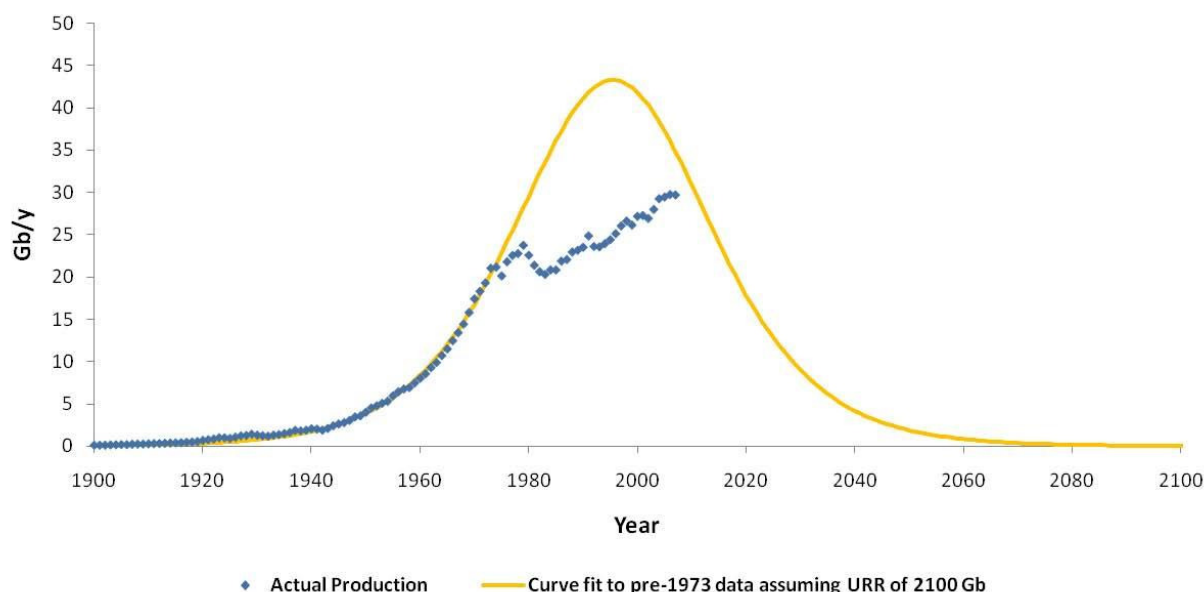
¹³¹ Bentley R., Miller R., Wheeler S. Boyle G., UKERC Review of Evidence for Global Oil Depletion, Technical Report 7: Comparison of global oil supply forecasts, July 2009

Différentes constatations peuvent être relevées:

- **La nature des liquides pris en compte varie d'une prévision à l'autre.** Le pic pétrolier? Mais lequel? Pétrole brut, pétrole conventionnel, tous liquides ? Les définitions sont peut-être différentes d'un auteur à l'autre. Par exemple, certains incluent le LGN dans le pétrole conventionnel (tel que l'IEA dans le WEO2004), d'autres pas. Il s'agit d'une difficulté lorsqu'il s'agit de comparer des prévisions entre elles ou d'émettre un avis sur leur validité.
- En 1969, Hubbert avait estimé que la production mondiale de pétrole conventionnel connaîtrait un pic entre 1990 (à 65 Mb/j) et 2000 (à 100 Mb/j), en utilisant une estimation de l'ultime mondial entre 1350 et 2100 Gb, reflétant là encore le degré d'incertitude sur les estimations. En réalité, écrivent Bentley et al., **aucune des prévisions (optimiste comme pessimiste) effectuées avant le début des années 1980s ne s'est réalisée, à cause des chocs pétroliers.** Suite au premier choc pétrolier de 1973, la croissance de la production de pétrole a diminué, puis est devenue négative après le deuxième choc de 1979. A partir de la moitié des années 1980, la production a recommencé à croître, mais à un niveau beaucoup moins élevé que l'ajustement logistique effectué par Hubbert. Les événements géopolitiques des années 1970s n'ont fait en réalité que retarder la date du pic de production, en diminuant la vitesse à laquelle le pétrole était prélevé des réserves. La même cause a affecté les prévisions de 1979 de H.R. Warman, travaillant chez BP, qui prévoyait un pic de production mondiale, hors monde communiste, vers 1985. Cette prévision a souvent été citée pour prouver l'inaptitude de prévision des modèles utilisant des « ultimes fixes ». Mais en intégrant les effets des chocs pétroliers, on obtient une date ajustée du pic de production de pétrole conventionnel hors monde communiste (et hors LGN) autour de l'an 2000, soit un décalage de 15 ans¹³².
- **Déjà dans les années 1970, certaines estimations d'ultime de brut conventionnel étaient assez proches des estimations actuelles** (voir 1.2.4 p.32, la question des réserves ultimes). Ainsi, Ivanhoe (1996), USGS(1999) et Laherrère(1999) ont effectué des prévisions avec des valeurs d'ultime semblables à celle de l'estimation haute (2100 Gb) utilisée par Hubbert en 1969. Ces prévisions donnent un pic vers 2010, soit un décalage de 10 ans par rapport aux prévisions d'Hubbert, décalage encore une fois dû aux chocs pétroliers. On gardera à l'esprit que le pic de brut conventionnel a probablement été franchi en 2006-2008 (voir discussions ci-dessous), ce qui confirme globalement ces prévisions passées.

¹³² Bentley R., Miller R., Wheeler S. Boyle G., UKERC Review of Evidence for Global Oil Depletion, Technical Report 7: Comparison of global oil supply forecasts, July 2009

Figure 30 : Prédiction de production pétrolière utilisant une courbe logistique ($U=2100$ Gb), telle qu'elle aurait été obtenue avant les chocs pétroliers des années 1970s, comparée à la production mondiale réelle.



Source : Bentley et al.¹³³

1.3.5. Prévisions récentes de pic

Différents contributeurs à l'enquête publique ont fourni des prévisions de production pétrolière. Nous les avons comparées à l'historique des prévisions de l'IEA que Brocorens et Renoirt avaient présenté au Parlement wallon en mars 2013.

Nous traiterons tout d'abord du pic du pétrole conventionnel, qui assure actuellement la majorité de l'offre en liquides hydrocarbonés, et que la plupart des auteurs considèrent déjà franchi depuis 2006-2008. Deux auteurs, Campbell et Laherrère, effectuent des prévisions en pétrole conventionnel depuis les années 1990, et ont présenté des mises à jour dans le cadre de cette enquête. Concernant la prévision de Laherrère, nous discuterons non de sa dernière mise à jour, mais de celle de 2007, car c'est celle-là que Renoirt et Brocorens ont présentée au Parlement wallon en mars 2013. La mise à jour de 2013 ne diffère pas significativement de celle de 2007, et ne remet pas en cause l'analyse et les conclusions effectuées alors.

Ensuite, nous traiterons de l'influence des hydrocarbures non-conventionnels sur le pic global de liquides hydrocarbonés, parfois appelé pic tous liquides. Campbell, Laherrère, et Bauquis ont présenté des mises à jour de leurs prévisions dans le cadre de cette enquête. Pour les mêmes raisons évoquées ci-dessus, la prévision de Laherrère correspond à celle effectuée en 2007.

¹³³ Bentley R., Miller R., Wheeler S. Boyle G., UKERC Review of Evidence for Global Oil Depletion, Technical Report 7: Comparison of global oil supply forecasts, July 2009, p23.

1.3.5.1. Pic du pétrole conventionnel

L'évolution des rapports WEO de l'IEA mérite d'être abordée, car derrière l'IEA, il y a avant tout des hommes qui, selon leur formation, ont leur propre vision de ce que peut être le futur de la production pétrolière (bien qu'il y ait aussi des considérations politiques). Et c'est à travers les rapports WEO successifs que peut transparaître l'évolution des idées dominantes au sein de l'IEA. Ainsi, la question du pic du pétrole conventionnel a eu une histoire assez chaotique, apparaissant puis disparaissant au gré des changements de personnes et de méthodologie.

WEO1998

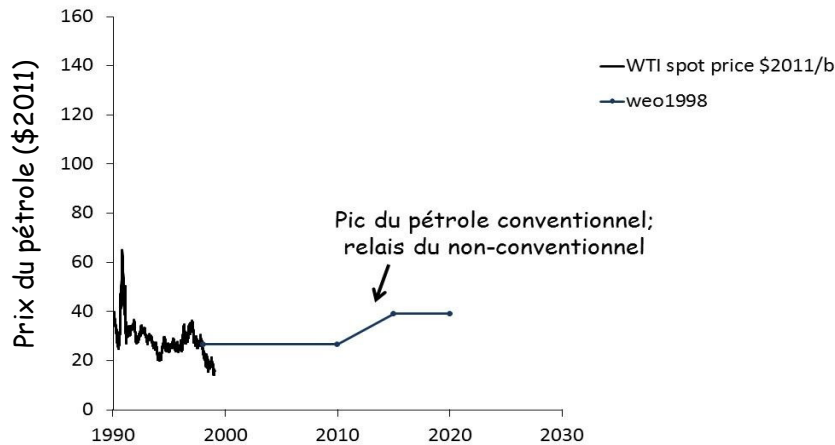
Le WEO1998 se démarque des prévisions habituelles de l'IEA, car il est marqué du point de vue des tenants du pic pétrolier (Jean Laherrère, Alain Perrodon, Colin Campbell, Jean-Marie Bourdaire), qui allaient plus tard se retrouver dans l'ASPO. Bourdaire explique que jusque 1997, l'IEA suppose implicitement que l'offre satisfait toujours la demande dans un marché libre. Des modèles économiques sont utilisés pour estimer l'évolution de la demande à un horizon de 20 ou 30 ans. Ensuite, l'offre est supposée correspondre à la demande. Mais quand Bourdaire, alors directeur du Long-Term Office à l'IEA, prend en charge le WEO1998, il décide d'examiner en détail les contraintes sur l'offre. En novembre 1997 est organisé un meeting international à l'IEA à Paris, entre ceux qui seront par la suite appelés les *Optimistes* (Morris Adelman, Michael Lynch, Tom Ahlbrandt, etc.) et les *Pessimistes* (Colin Campbell, Jean Laherrère, etc.)¹³⁴. Le WEO1998 indique que “[les pessimistes] supposent que la production locale ou globale de pétrole suit une courbe de Hubbert. [...]. A l'inverse des pessimistes, les optimistes ne supposent pas que la production de pétrole suit une courbe de Hubbert. De fait, les optimistes donnent très peu d'explications sur la manière dont des réserves pétrolières plus élevées se traduisent par une production plus élevée, ni sur la date du pic de production pétrolière mondiale”.

Le rapport fait une synthèse des deux camps, utilisant le modèle de Hubbert des pessimistes et la vision plus optimiste sur les réserves. Pour les estimations d'ultime en conventionnel, le WEO se base sur les chiffres de Colin Campbell de 1997 (1800 Gb) et de l'USGS de 1994, avec une valeur basse (2000 Gb), une valeur moyenne (2300 Gb) et une valeur haute (3000 Gb). Cette **large fourchette de valeurs reflète les incertitudes sur l'ultime (67% de différence entre les valeurs extrêmes)**. Cependant, **au niveau de la date du pic, cela change peu, il y a environ dix ans de différence entre les scénarios extrêmes (2008-2020)**. Ainsi, le WEO1998 indique que “pour la première fois, les projections d'offre pétrolière du WEO doivent considérer la possibilité d'un pic de production du conventionnel avant 2020”. En ajoutant différents liquides identifiés (LGN, non-conventionnel, ...), l'équipe du WEO1998 trouve que la demande à l'horizon 2020 ne peut être satisfaite. Le solde, nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande, est appelé *non conventionnel non identifié*, soit le pétrole provenant de projets inconnus ou incertains à la date de publication du WEO1998.

¹³⁴ C. Campbell, Peak Oil Personalities: A unique insight into a major crisis facing mankind, Inspire Books (25 septembre 2012), Jean-Marie Bourdaire, p64-66

L'équipe de l'IEA estime à l'époque que le pic du conventionnel entraînera une hausse substantielle des prix du pétrole, car la demande devra être assurée par le non-conventionnel, plus coûteux à développer (Figure 31).

Figure 31 : Évolution du prix du pétrole, et prévisions de prix du pétrole de l'IEA (WEO1998). Les prix sont en dollar constant (\$2011).



Source: graphique de P. Brocorens

La même année que sort le WEO1998, Campbell et Laherrère publient dans Scientific American, "The End of Cheap Oil", où ils écrivent: "A moins d'une récession mondiale, il semble plus que probable que la production mondiale de pétrole conventionnel atteindra un pic pendant la première décennie du 21ème siècle. C'est peut-être surprenant, mais cette prévision ne change pas beaucoup si nos estimations sont de quelques milliards de barils plus haut ou plus bas"¹³⁵.

WEO2000

Deux ans plus tard, le WEO2000 présente des courbes de la demande similaires au WEO1998. Pourtant, les changements de méthodologie au sein de l'IEA (la modélisation de Hubbert est mise de côté) et la sortie d'un nouveau rapport de l'USGS qui réévalue à la hausse les estimations de pétrole conventionnel bouleversent les projections et renvoient le balancier vers le camp des optimistes. Le pic pétrolier n'est plus mentionné, la composition de l'offre est chamboulée: le non-conventionnel représentait environ 20% de l'offre dans le WEO1998. Sa part est ici à moins de 4%, le *non-identifié* disparaît, et les prévisions de prix du pétrole sont révisées à la baisse.

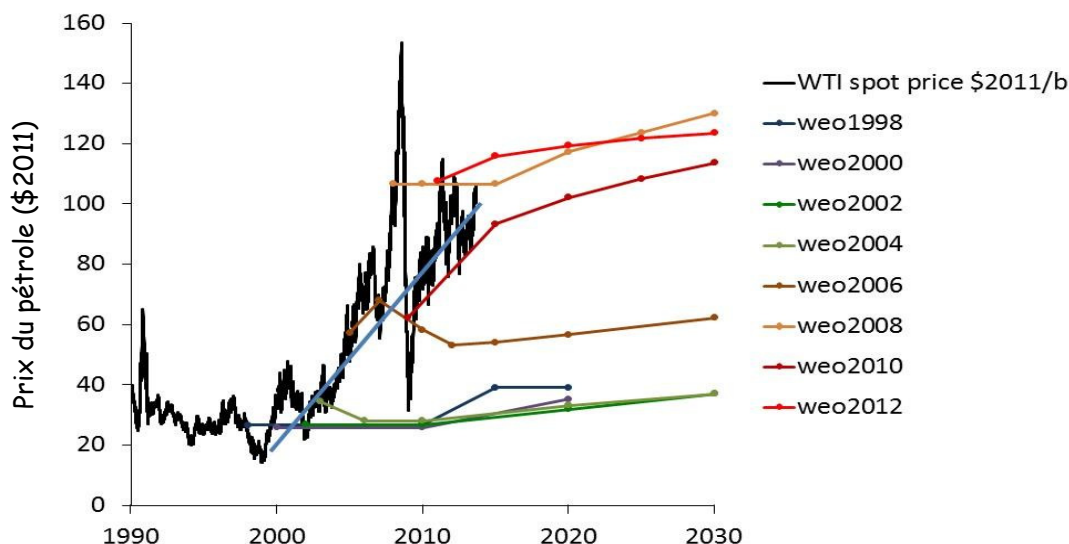
WEO2004

Le pic du conventionnel réapparaît dans le WEO2004, mais avec des dates éloignées dans le futur (2013-2037) dues aux réévaluations de réserves de l'USGS 2000. L'EIA prévoit des prix durablement bas, sous les 40\$/b (\$2011) jusqu'en 2030. Mais les années suivantes, l'IEA révisé fortement à la hausse ses prévisions de prix, car en 2004 les prix du pétrole commencent leur

¹³⁵ Colin J. Campbell and Jean H. Laherrère, The End of Cheap Oil, Scientific American, mars 1998

ascension pour atteindre quasiment 150\$/b pendant l'été 2008, sous l'effet de contraintes à la production de pétrole conventionnel.

Figure 32 : Évolution du prix du pétrole et des prévisions de prix du pétrole de l'IEA. Les prix sont en dollar constant (\$2011).



Source: graphique de P. Brocorens, source du prix du pétrole : eia

WEO2006

Dans le WEO2006, la production conventionnelle est supposée croître sur la période étudiée (voir Figure 33), mais l'éventualité d'un pic avant 2030 est évoquée si on ne convertit pas davantage de pétrole en catégorie prouvée.

WEO2008

Le WEO2008 marque également un tournant dans la façon dont l'IEA étudie l'offre en pétrole. Pour la première fois, l'IEA fait une étude poussée des taux de déclin des gisements en production à travers le monde. Le taux de déclin moyen tous gisements confondus est estimé à environ 3,9% par an.

WEO2010

A partir du WEO2010, l'IEA considère trois scénarios: *current policies*, avec une demande qui suit la trajectoire actuelle, *new policies*, où sont prises en compte des politiques vraisemblables de réduction des émissions de CO₂ dans le futur, et *scenario 450*, où des politiques drastiques de réduction des émissions de CO₂ seraient prises pour rester sous le seuil de 450 ppm de CO₂ équivalent dans l'atmosphère. **Le scénario de référence de l'IEA, *new policies*, considère que le pétrole conventionnel ne dépassera pas le niveau historique atteint en 2006 à 70 Mb/j. Le pic pétrolier conventionnel aurait donc déjà eu lieu.** Campbell note également que le pic du "pétrole classique"¹³⁶ a été atteint en 2005¹³⁷.

¹³⁶ Le pétrole classique est plus restrictif que le pétrole conventionnel, car il comporte les bruts et condensats à l'exception de ceux produits en eaux profondes et dans les régions polaires, et les pétroles lourds < 17,5° API.

¹³⁷ Soumission Campbell

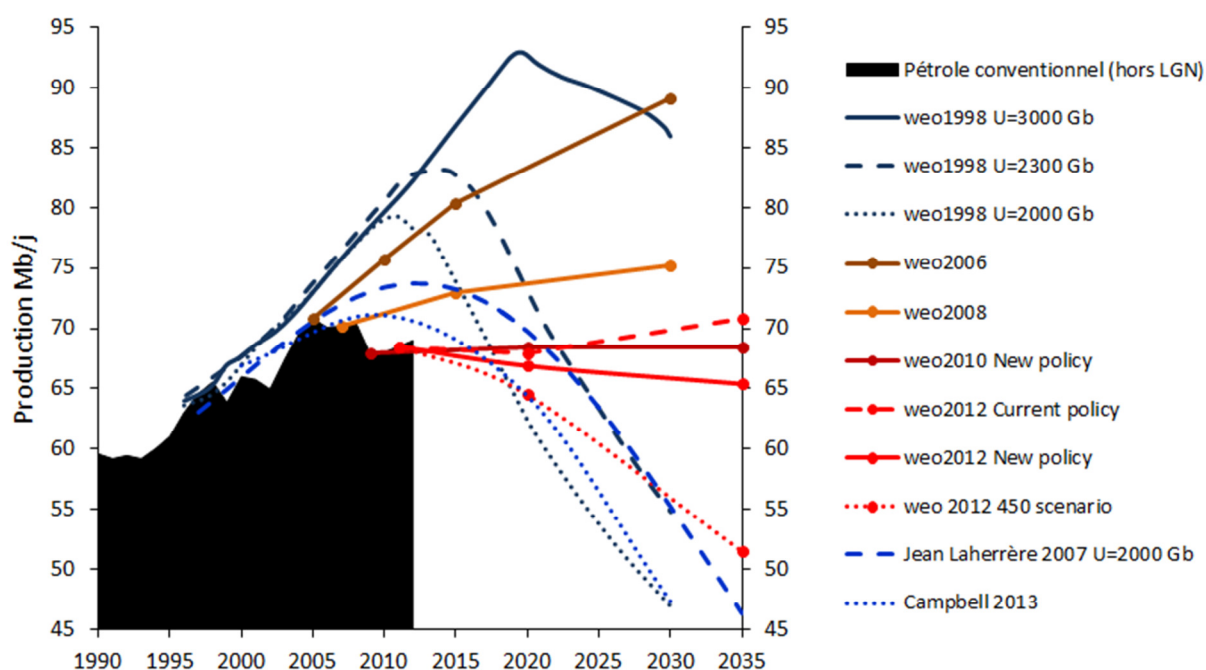
WEO2012

Le WEO2012 indique 2008 au lieu de 2006 comme date de pic du conventionnel, dans son scénario de référence. Cela s'explique vraisemblablement par la mise à jour des chiffres de production, qui sont parfois révisés pendant plusieurs années de suite; une faible différence entre les chiffres de 2006 et 2008 suffit à changer la date du maximum.

Si la date du pic de pétrole conventionnel n'évolue plus par la suite, quelques conclusions peuvent en être tirées:

- **le pic du pétrole conventionnel en 2006-2008 se situe dans la fourchette basse des dates annoncées dans les rapports plus anciens de l'IEA: 2008-2037.**
- le pronostic de l'équipe du WEO1998, qui à l'aide d'une méthode de Hubbert prévoyait un pic du pétrole conventionnel en 2013-2014 \pm 6 ans, est relativement bon en termes de date de pic et de conséquences au niveau des prix (hausse des prix due au relais du pétrole non-conventionnel pour assurer la demande). **La hausse des prix observée sur les marchés internationaux fut cependant bien supérieure à ce qui avait été anticipé** (100\$/b au lieu d'environ 40\$/b), ce qui illustre également la difficulté de prévoir les coûts d'extraction d'une ressource, notamment dû au feedback de la hausse du prix de l'énergie sur les coûts d'extraction.
- aux environs du pic (2004-2008), le pic était mentionné comme une éventualité future, parfois très loin dans le temps (au-delà de 2030); **le pic ne peut être confirmé qu'une fois qu'il a été franchi depuis de nombreuses années (effet rétroviseur)**. La Figure 33 illustre le changement de perception au sein de l'IEA. Les trajectoires de type pic pétrolier du WEO1998 sont remplacées dans les versions ultérieures du WEO par des scénarios de croissance (par exemple WEO2006). La hausse est cependant progressivement rabotée, si bien que les scénarios de référence récents supposent que le pic est passé et qu'il sera suivi d'un léger déclin de la production.
- Si on compare les scénarios bas et moyen du WEO1998, et les prévisions récentes de Campbell (2013) et Laherrère (2007), on se rend compte qu'ils ont des trajectoires similaires, étant tous basés sur des ultimes proches de 2000 Gb (il s'agit ici de pétrole conventionnel, LGN exclus). Le pic est atteint entre 2008 et 2015, et la production décline assez rapidement par la suite. Les trajectoires tombent au niveau du scénario 450 ou en dessous, à l'horizon 2035.

Figure 33 : Projections successives de la production mondiale de pétrole conventionnel d'après l'IEA, entre 1998 et 2012, comparées aux projections de Laherrère et Campbell.



Source : graphique P. Brocorens

Date	Auteur	Liquides concernés	Ultime (Gb)	Prévision de date d'un pic mondial
1998	IEA	Brut conventionnel	1800 (Campbell) 2000 (bas) 2300 (référence) 3000 (haut)	2008-2009 2010 2013-2014 2020
2007	Laherrère	Brut conventionnel	2000	2010
2013	Campbell	Brut conventionnel	non précisé mais > 2000	2010

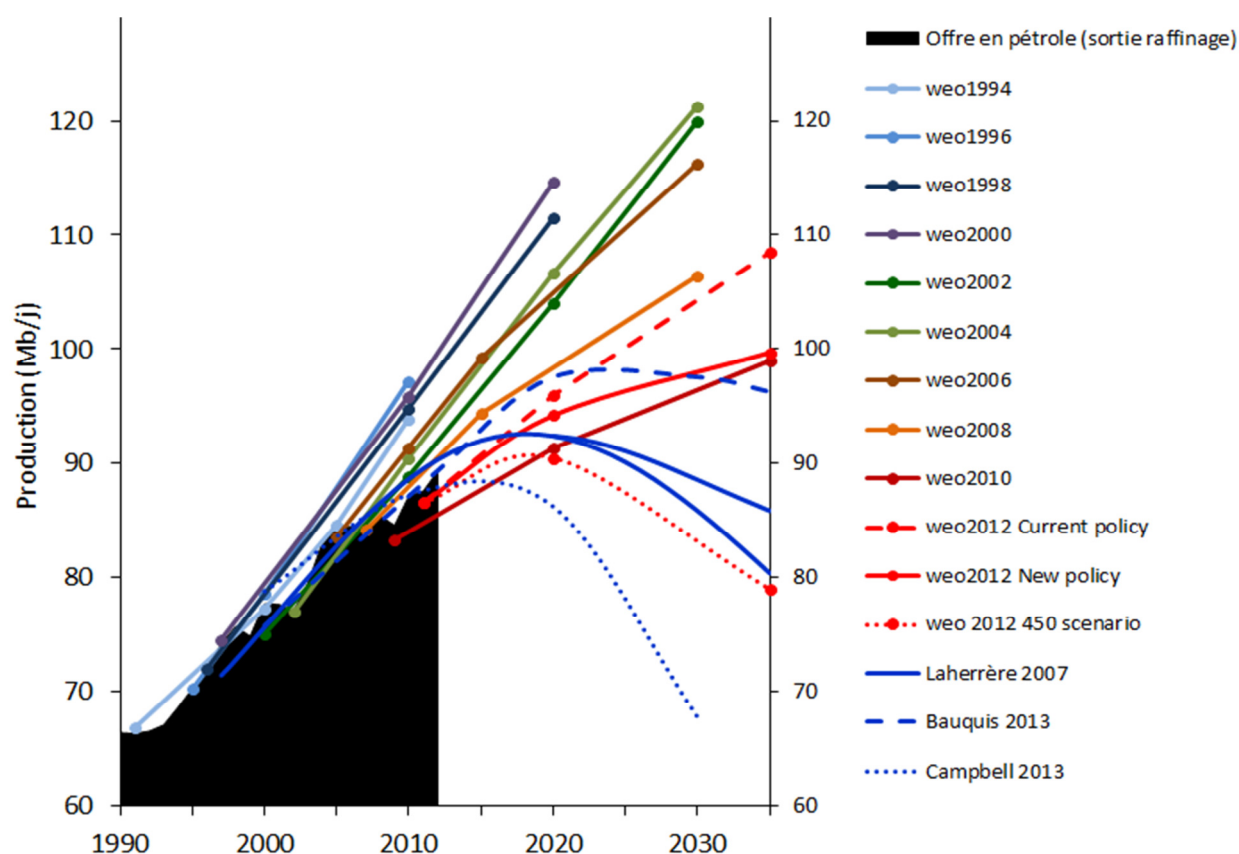
Certains auteurs incorporent les LGN avec le brut conventionnel, mais cela change relativement peu la date du pic, de tout au plus quelques années pour Laherrère et Campbell, vers 2020 pour Bauquis, et probable d'ici 2020 pour Miller et Sorrell.

Date	Auteur	Liquides concernés	Ultime (Gb)	Prévision de date d'un pic mondial
2013	Bauquis	Pétrole conventionnel LGN inclus	non précisé mais > 3500	2020

1.3.5.2. Pic tous liquides

Si on élargit les prévisions au pétrole non-conventionnel et aux LGN, on obtient les courbes d'offre mondiale de pétrole représentées en Figure 34.

Figure 34 : Projections successives de la production mondiale de liquides d'après l'IEA entre 1994 et 2012, comparées aux projections de Laherrère, Bauquis et Campbell.



Note : pour pouvoir comparer les prévisions à celles de l'IEA, des estimations de gains de raffinage ont été rajoutées aux prévisions de Bauquis. *Source: P. Brocorens*

Date	Auteur	Liquides concernés	Ultime (Gb)	Prévision de date d'un pic mondial
2013	Bauquis	Pétroles	non précisé mais >4300-4800	2015-2025
2007	Laherrère	Pétroles	3000-4000	2015-2020
2013	Campbell	Pétroles	non précisé mais > 2600	2015

Tout d’abord, remarquons la divergence importante entre les trajectoires de Bauquis, Laherrère et Campbell, liée à des estimations d’ultimes différentes. Au contraire des simulations pour le seul pétrole conventionnel, l’exercice implique ici une **superposition de différentes sources de liquides**, dont le potentiel réel peut présenter encore beaucoup d’inconnues (par exemple pour les huiles de roches-mères), mais qui sont surtout beaucoup plus sensibles aux conditions économiques que ne l’est le pétrole conventionnel. Les prix doivent être suffisamment élevés pour que les projets deviennent rentables, mais pas trop tout de même, pour ne pas détruire la demande. Ces aspects économiques seront discutés au paragraphe suivant.

Chaque modèle tient compte aussi d’une dose de progrès technologiques que chacun estime raisonnable dans les années à venir. Ainsi, Bauquis présente une estimation des volumes des pétroles naturels pouvant être classés en réserves d’ici 2050. Les nouvelles découvertes constituent le poste le plus faible en termes d’additions aux réserves (300 Gb), ce qui est en accord avec les courbes d’écémage, qui indiquent qu’on découvre de moins en moins de pétrole (voir 1.2.4). L’amélioration du taux de récupération des gisements existants contribuerait pour 400 Gb, les extra lourds et bitumes, identifiés de longue date mais progressivement reclassés en réserves par l’augmentation des prix du pétrole, pour 600 Gb, et les pétroles de roches-mères pour 200-500 Gb. Ici aussi, les incertitudes sont grandes.

Tableau 2 : Estimation de Bauquis des volumes des pétroles naturels¹³⁸ pouvant être classés en réserves d’ici 2050¹³⁹.

<i>Catégorie</i>	<i>Volumes (Gb)</i>
<i>réserves déjà produites</i>	<i>1200</i>
<i>réserves actuelles</i>	<i>1600</i>
<i>Nouvelles découvertes 2015-2050</i>	<i>300</i>
<i>additions dues à un meilleur taux de récupération (45% en 2050)</i>	<i>400</i>
<i>extra lourds et bitumes devenus réserves d’ici 2050</i>	<i>600</i>
<i>pétroles de roches-mères devenus réserves d’ici 2050</i>	<i>200-500</i>
<i>Total</i>	<i>4300-4800</i>

¹³⁸ Naturel par opposition aux « pétroles » synthétiques type xTL, c.-à-d. issus de la liquéfaction du gaz, du charbon, etc.

¹³⁹ Audition Bauquis, présentation powerpoint.

L'analyse de la Figure 34 nous conduit aux observations suivantes :

- **L'IEA n'a jamais tenté de modéliser un pic pétrolier pour les « tous liquides »,** même dans le WEO1998, où le non-conventionnel est supposé combler en volume et dans les temps la différence entre la demande et l'offre en pétrole conventionnel. Le seul pic présent, celui du scénario 450 du WEO2012, est de nature politique.
- En utilisant une modélisation de pic pétrolier, **malgré des divergences en termes d'ultime, la date du pic n'est que peu affectée (2015-2025), car elle est surtout influencée par l'évolution de la production de pétrole conventionnel, qui domine l'offre pétrolière et qui a déjà atteint son pic.** Bauquis écrit que “les pétroles de roches-mères ne pourront pas nous éviter d'atteindre un maximum de la production pétrolière mondiale (dit peak oil ou pic pétrolier) entre 2015 et 2025.” La vitesse du déclin, par contre, pourrait être fortement atténuée si les investissements en non-conventionnel et les améliorations technologiques arrivent dans les temps. Ainsi, Bauquis estime que le nombre de rigs dans le monde consacrés aux forages de roches-mères devrait tripler entre 2012 et 2050 (3000 rigs)¹⁴⁰.
- **A l'horizon 2035, les scénarios de Bauquis, Laherrère et Campbell sont tous trois inférieurs aux scénarios *current policies* et *new policies* de l'IEA, et encadrent le scénario 450.** Bauquis est au-dessus, Laherrère est quasiment au niveau du scénario 450 et Campbell se situe en-dessous.

Si les courbes de ces trois auteurs délimitent la trajectoire future de la production pétrolière, il est probable que l'IEA continuera de raboter les prévisions de son scénario de référence, et qu'il pourrait se situer dans le futur au niveau de l'actuel scénario 450.

Cependant, il y a une différence fondamentale entre l'obtention du scénario 450 par des mesures de réduction de la demande (comme l'anticipe l'IEA), et l'obtention du scénario 450 par l'effet de la déplétion pétrolière (comme l'anticipe les auteurs des soumissions). Dans le premier cas, on aurait un scénario de prix bas, car la demande est réduite volontairement par des mesures politiques dans un contexte supposé d'abondance (scénario de pic de la demande). Dans le second cas, on aurait un scénario de prix volatils (et élevés), car la demande est réduite par des contraintes au niveau de l'offre (scénario de pic de l'offre).

¹⁴⁰ Audition Bauquis

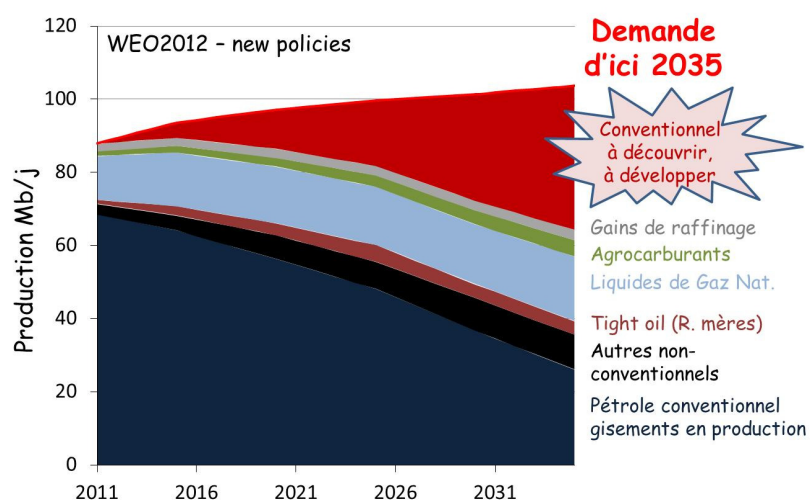
1.3.6. Perspectives

La FPB écrit que malgré la croissance continue de la demande mondiale de pétrole et le déclin des champs aujourd'hui en activité, l'IEA considère qu'il n'y a pas de crise énergétique en vue, pas de pic pétrolier à l'horizon. L'IEA se veut rassurante et déclare que les réserves estimées ont été revues en hausse grâce à la découverte de nouveaux puits de pétrole et au développement des hydrocarbures non conventionnels¹⁴¹.

A l'opposé de cette vision optimiste, les autres auteurs qui se sont exprimés sur la question, entrevoient des problèmes.

Miller et Sorrell trouvent étonnant que l'IEA suggère que la production de pétrole brut conventionnel a déjà franchi son pic, mais que dans le même temps, l'IEA n'anticipe pas un déclin significatif avant 2035 et ne voit pas de pic avant cette date pour les catégories brut+LGN, tous pétroles, ou tous liquides. Miller et Sorrell énumèrent les aspects des projections de l'IEA qui font l'objet de critiques: les taux de déclin utilisés dans les modèles, le rythme de développement des gisements, l'absence d'interruption géopolitique, et le fait que les investissements sont supposés suffisants, et que les prix ne contraignent pas la croissance économique mondiale¹⁴². Durand écrit également que "ces prévisions paraissent bien optimistes, comme l'ont d'ailleurs été depuis maintenant presque 20 ans les prévisions de l'IEA, qui n'ont pas résisté à l'examen des faits"¹⁴³.

Figure 35 : Sources des hydrocarbures liquides devant assurer la demande à l'horizon 2035 dans le scénario de référence New Policy de l'IEA (WEO2012).



Source: graphique P. Brocorens, données WEO2012

Durand se base notamment sur la Figure 35, et écrit que "si le déclin des gisements actuellement exploités de pétrole conventionnel, et l'évolution de la production du pétrole non conventionnel, semblent assez réalistes encore qu'optimistes, l'augmentation de la production de pétrole conventionnel par la mise en production de gisements actuellement en cours de

¹⁴¹ Soumission FPB

¹⁴² Soumission Miller et Sorrell

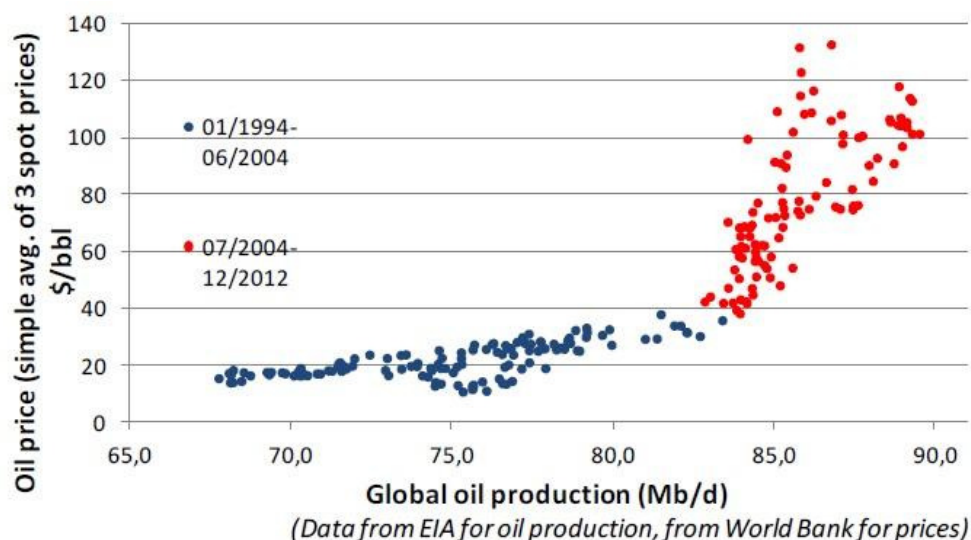
¹⁴³ Soumission Durand

développement ou de gisements à découvrir ne l'est pas. Elle suppose en effet que d'ici 2035, l'industrie pétrolière sera capable de mettre en production l'équivalent de 3 fois la production actuelle de l'Arabie Saoudite! Cela paraît vraiment peu probable"¹⁴⁴. Il ne s'agit ici que du pétrole brut conventionnel, et sans tenir compte du déclin des nouveaux gisements mis en production. En tenant compte du déclin des futurs gisements, Miller et Sorrell écrivent qu'on a besoin d'au moins 3 Mb/j de nouvelle capacité chaque année pour compenser le déclin de la production de brut des gisements en déclin - soit une nouvelle Arabie Saoudite tous les 3 ans. Si la demande augmente et/ou les taux de déclin augmentent, des investissements annuel plus importants seront requis¹⁴⁵.

En d'autres termes, c'est toujours **le pétrole brut conventionnel qui donne le ton de l'évolution de l'offre mondiale en hydrocarbures liquides**, et sur lequel on mise pour assurer l'offre. L'approche de l'IEA est cependant fondamentale en termes d'évaluation des besoins d'investissement pour repousser le pic pétrolier. Les investissements requis sont colossaux, et le pic pétrolier deviendra réalité lorsque les investissements deviendront insuffisants. Que signifie être insuffisant? Nous allons à présent nous pencher sur la dynamique des investissements, et en particulier sur l'influence des prix du pétrole sur le niveau d'investissement et la réponse de la production.

Serkine écrit que dans l'approche classique de l'économie, une augmentation du prix du pétrole entraîne une augmentation de la production. Son analyse de l'évolution récente de l'élasticité des prix à l'échelle mondiale révèle cependant un nouveau comportement entre 2004 et 2008. En effet, même si les prix ont augmenté, le volume extrait n'a pas augmenté. La production de pétrole est devenue quasi-inélastique¹⁴⁶.

Figure 36 : Élasticité-prix du pétrole (en dollars constants) (1994-2012).



Source: *soumission Serkine*

¹⁴⁴ Soumission Durand

¹⁴⁵ Soumission Miller et Sorrell

¹⁴⁶ Soumission Serkine

Cependant, écrivent Bentley, Campbell, les prix durablement élevés ont permis de prolonger la vie de gisements existants, d'accélérer le développement de nouveaux gisements et de gisements laissés de côté, de gisements offshore, petits et difficiles, et de ressources non-conventionnelles, et d'effectuer des forages intercalaires, comme c'est apparu aux USA dans les années 1970s¹⁴⁷. L'offre a donc finalement commencé à réagir à partir de 2008.

Mais ce rebond (+0,9%/an entre 2005 et 2012) constitue une piètre performance en regard du quintuplement des prix du baril entre 2003 et 2008, souligne Bauquis¹⁴⁸, et des 3500 milliards de dollars dépensés au cours de 7 dernières années en exploration et production de pétrole et gaz, souligne Kopits. Kopits ajoute que c'est d'autant plus décevant que de ces 3500 milliards, environ 2500 milliards furent dépensés dans le brut conventionnel, dont la production a diminué. L'augmentation nette récente de la production viendrait en fait entièrement de deux sources : les non-conventionnels américains - huiles de schiste US et sables bitumineux canadiens - et les LGN. A l'opposé, entre 1998 et 2005, la croissance était de 3,4% par an, avec seulement 1500 milliards dépensés¹⁴⁹.

Pendant combien de temps ces développements peuvent-ils compenser le déclin des gisements anciens? Skrebowski¹⁵⁰ et Kopits ont récemment développé la notion de **pic économique : le pic serait le moment où le coût de développement du baril marginal excède le prix que la demande peut supporter**. Selon leur modèle, deux seuils de prix sont définis (voir Figure 37) :

- **Un seuil de prix au-delà duquel la destruction de la demande s'opère.** Selon Kopits, il serait à l'heure actuelle à 95-100\$/b(Brent) aux USA, 115-120\$/b(Brent) en Chine¹⁵¹. Notez que Bauquis estime aussi qu'une nouvelle augmentation vers 150\$/b provoqueraient des tensions que le système financier mondial et nos économies ne supporteraient pas. Il entrevoit donc des prix sur la période 2015-2020, pas plus haut, en moyenne, que 150\$/b, le maximum supportable¹⁵². Ce maximum supportable évolue cependant avec le temps; cet aspect sera abordé par la suite.
- **Un seuil de prix en deçà duquel la destruction de l'offre s'opère,** à cause d'un rythme d'investissements insuffisant pour compenser le déclin des gisements matures. Le seuil de destruction de l'offre a tendance à s'élever au cours du temps, c.-à-d. à passer par des prix de plus en plus élevés au fur et à mesure que les pétroles High Tech sont développés. En 2004, il était peut-être aux alentours de 50\$/b : si le pétrole s'était maintenu sous 50\$/b jusqu'à aujourd'hui, certains projets pétroliers n'auraient pas vu le jour et la production mondiale serait probablement en déclin. Blasband a d'ailleurs parfaitement saisi ce concept, en écrivant: "Ce moment [du pic] est très relatif. Nous sommes effectivement au-delà du pic de pétrole à 20 dollars le baril et sans doute depuis plus d'une décennie. Mais il n'y a pas de réduction de la production [...] si le pétrole se

¹⁴⁷ Soumission Campbell, soumission Bentley

¹⁴⁸ Audition Bauquis

¹⁴⁹ Soumission Kopits

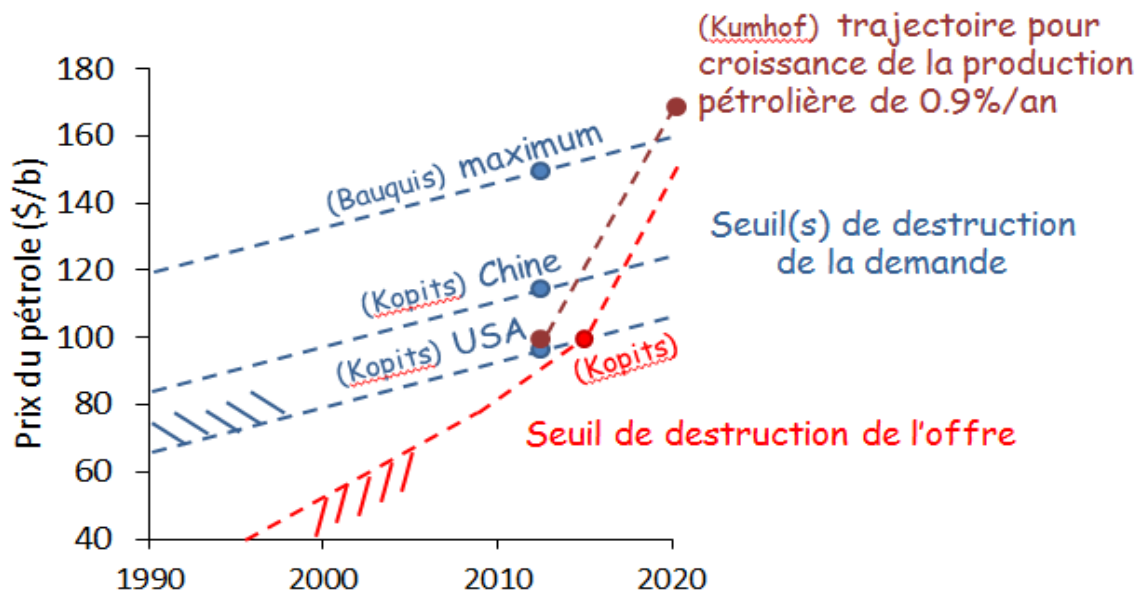
¹⁵⁰ Chris Skrebowski, A brief economic explanation of Peak Oil, ODAC newsletter, 16 septembre 2011.

¹⁵¹ An Interview with Steven Kopits, ASPO USA, 01 May 2013; <http://peak-oil.org/dev/?p=11681>

¹⁵² Audition Bauquis

paie 100 dollars, comme maintenant et certainement pas à 150 dollars demain”¹⁵³. Cependant, Kopits estime que le seuil de destruction de l’offre atteindra environ 100\$/b vers 2014 ou 2016¹⁵⁴. Un premier signal que ce seuil est proche pourraient être les avertissements sur bénéfices et baisses d’investissements annoncés au cours des derniers mois par certaines compagnies pétrolières. Kopits remarque que la meilleure période pour les compagnies pétrolières, ce fut la période 2003-2008, quand le prix du pétrole augmentait plus rapidement que les coûts en exploration et production. Mais depuis 2012, c’est l’inverse qui se produit: les coûts des compagnies augmentent plus vite que les revenus, car les prix du pétrole et la production stagnent. En conséquence, les profits sont en baisse, et les compagnies revoient à la baisse les unes après les autres leurs investissements en exploration et production (Statoil, Chevron, Exxon, Hess, Shell, BG,...)¹⁵⁵.

Figure 37 : Schéma d’évolution temporelle des seuils de prix entraînant une destruction de l’offre (rouge) ou de la demande (bleu), et du seuil de prix nécessaire pour avoir une croissance de la production pétrolière de 0,9%/an selon Kumhof (brun).



Note : Il s’agit d’un schéma : les seuils et leur évolution au cours du temps sont ici hypothétiques ; les points correspondent aux estimations mentionnées pour une date donnée par les auteurs ayant participé à l’enquête publique. Tant que les prix se maintiennent entre les seuils de destruction de l’offre et de la demande (entre les mâchoires du ciseau), offre et demande peuvent augmenter. Le pic survient lorsque les seuils se croisent (Source du graphique: P. Brocorens)

¹⁵³ Soumission Blasband

¹⁵⁴ An Interview with Steven Kopits, ASPO USA, 01 May 2013; <http://peak-oil.org/dev/?p=11681>

¹⁵⁵ Steven Kopits, Oil and Economic Growth, A Supply-Constrained View, Présentation Center on Global Energy Policy, School of International and Public Affairs, Columbia University, 11th February 2014; <http://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/energy/Kopits%20-%20Oil%20and%20Economic%20Growth%20%28SIPA%2C%202014%29%20-%20Presentation%20Version%5B1%5D.pdf>

Quand le seuil de destruction de l'offre est inférieur au seuil de destruction de la demande, production et demande peuvent continuer à augmenter, tant que les prix évoluent entre les deux seuils. **Lorsque les deux seuils coïncident ou se croisent, le pic économique survient, car il n'y a plus aucune zone de prix où à la fois les investissements et la demande sont suffisants.** Soit les prix sont trop bas pour les investissements et l'offre diminue, soit les prix sont trop hauts pour les consommateurs et c'est la demande qui diminue. Dans un marché libre, l'équilibre entre offre et demande conduit à une baisse conjointe de l'offre et de la demande, tirée tantôt par l'offre, tantôt par la demande, en fonction du prix du pétrole.

Dans un article académique de 2012 intitulé "The Future of Oil: Geology versus Technology"¹⁵⁶, Kumhof, adjoint en chef de la division modélisation du département recherche du FMI, aborde une question centrale, à savoir si les hausses récentes du prix du pétrole sur les marchés, et en particulier l'envolée des prix de 2008, peuvent s'expliquer par une contrainte sur les ressources géologiques. En d'autres termes, si, contrairement à ce qui est généralement défendu par de nombreux économistes, le sous-sol serait devenu un élément prépondérant dans la définition du prix de marché du pétrole. Il ressort de cette publication que leur modèle de prédiction des prix du pétrole, qui a la particularité de "réconcilier" l'approche "technologique" selon laquelle la hausse du prix entraîne une offre de pétrole accrue, et l'approche "géologique" selon laquelle la hausse de la contrainte sur la ressource entraîne une hausse des prix et une baisse de l'offre, démontre des performances en termes de prédictions qui sont significativement supérieures à tous les modèles classiques d'économétrie, qui ne prennent pas en considération la contrainte sur la ressource (par un modèle à la Hubbert). Sans trop entrer dans les détails techniques de ce modèle, il peut tout de même être précisé que ce dernier se compose d'une équation d'offre de pétrole, d'une équation de la demande, et enfin d'un système d'équations permettant la détermination du PIB mondial. La spécificité de l'approche réside bien dans l'équation correspondant à l'offre de pétrole, qui combine l'approche géologique et l'approche technico-économique. Plus précisément, dans l'équation représentant la production annuelle de pétrole, la contrainte géologique est prise en compte grâce à un terme qui représente le fait que plus il y a de pétrole qui a été produit par le passé, plus il devient difficile d'en produire (ce terme est donc fonction du cumul du pétrole produit). La prise en compte de la technologie comme moteur de la hausse de la production pétrolière se fait à travers l'intégration de termes retardés du prix du pétrole. Ainsi, si le pétrole est cher, cela incite à développer des méthodes d'extraction plus efficaces et la production annuelle de pétrole de l'année suivante peut ainsi être augmentée. C'est donc l'élasticité prix de l'offre. De ce modèle ressort notamment que, à moins que les prix réels du pétrole ne cessent d'augmenter constamment et indéfiniment, la production de pétrole déclinera nécessairement. Cela peut paraître tout à fait trivial, mais en termes de modélisation économique, ce n'est pas quelque chose de classique.

Dans ce même article, Kumhof utilise le modèle économétrique pour interpréter la dynamique des prix du pétrole, de la demande et de l'offre de pétrole, et de la croissance mondiale, à l'aune de l'historique de ces variables. Il apparaît qu'entre 2002 et 2011, le principal moteur

¹⁵⁶ Kumhof(1)

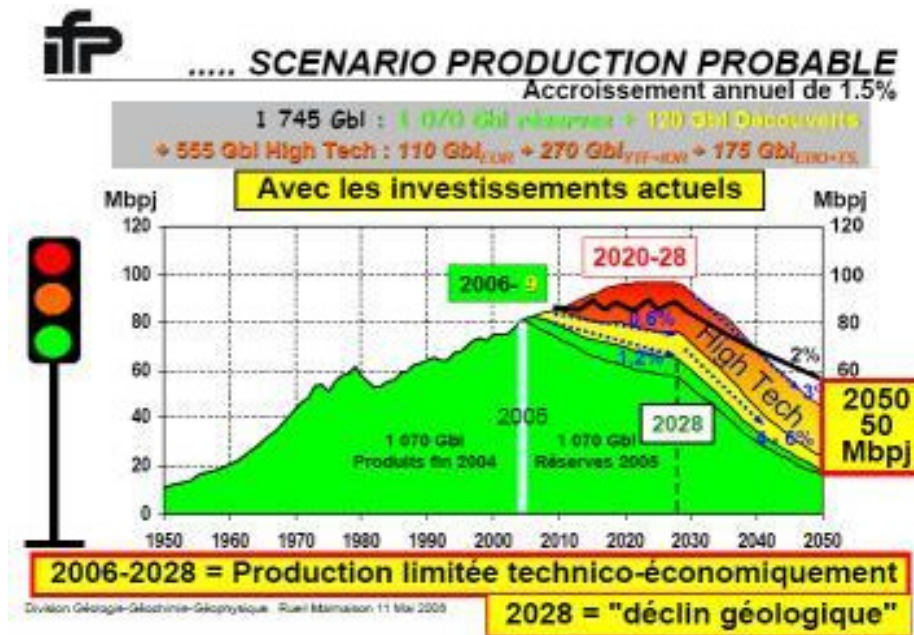
de la hausse des prix du pétrole était une très forte demande (liée à la forte croissance des grands pays émergents), et que l'offre de pétrole, au moins jusqu'en 2005, amortissait cette dynamique haussière. Ensuite, entre 2005 et 2008, l'offre ne pouvant plus augmenter (plateau de production), elle a été à l'origine de la forte hausse du prix. Par ailleurs, Kumhof souligne que ce ne sont pas les chocs (dans les scénarios modélisés par des méthodes économétriques de fonctions impulsion-réponse) qui sont responsables de la tendance haussière des prix dans le modèle, mais bien la contrainte géologique. Même dans le scénario ne présentant pas de choc, le prix modélisé du pétrole est très proche du prix observé, confirmant que **c'est bien la difficulté de plus en plus importante à extraire du pétrole qui est en grande partie responsable de la hausse des prix.**

Lorsque l'approche que Kumhof propose dans son article, à savoir un modèle mêlant contrainte géologique et comportement dynamique de l'économie, est comparée aux prévisions faites par les modèles uniquement géologiques d'un côté, et par les modèles uniquement économiques de l'autre, il se trouve que cette approche hybride fournit de bien meilleurs résultats, plus proches des données observées. En utilisant ce modèle hybride pour faire de la projection sur la décennie 2012-2021, il apparaît que le prix réel du pétrole devra presque doubler (avec une hypothèse d'une croissance de la production de pétrole de 0.9% par an, ce qui reste inférieur à la moyenne historique se situant entre 1.5% et 2%). Néanmoins, **l'auteur met en garde quant à la possibilité de voir apparaître des phénomènes non-linéaires lorsque le prix du pétrole devient beaucoup plus élevé.** Par définition, ces phénomènes non-linéaires nous sont inconnus et ne peuvent être modélisés, voire même ne peuvent pas être imaginés (disparition de certaines branches de l'industrie, modification profonde de l'économie et des modes de vie...). En d'autres termes, on rejoint ici probablement les conclusions de Kopits, dans la mesure où **un doublement du prix du pétrole d'ici 2021 ne serait sans doute pas soutenable pour l'économie.**

Vers une représentation économique du pic pétrolier

Les récents travaux de Kopits, Kumhof et d'autres, ouvrent la porte à une représentation économique du pic pétrolier, que certains avaient déjà anticipée il y a quelques années, comme Yves Mathieu alors en poste à l'IFP (Figure 38). Dans sa représentation, Mathieu introduit une catégorie de pétroles High Tech qui suggère des coûts plus élevés, et donc la nécessité de prix plus élevés pour voir la production continuer à croître ou se maintenir sur un plateau. L'aire en rouge représente ce scénario, mais sans contraintes de la demande. Avec des contraintes sur la demande, la production pourrait suivre la courbe noire. **La production est dite contrainte technico-économiquement, et ondule sur un plateau au gré des aléas économiques,** ce qui suggère là aussi des prix élevés, suffisamment élevés que pour générer une destruction de la demande, notamment via des effets sur la croissance économique.

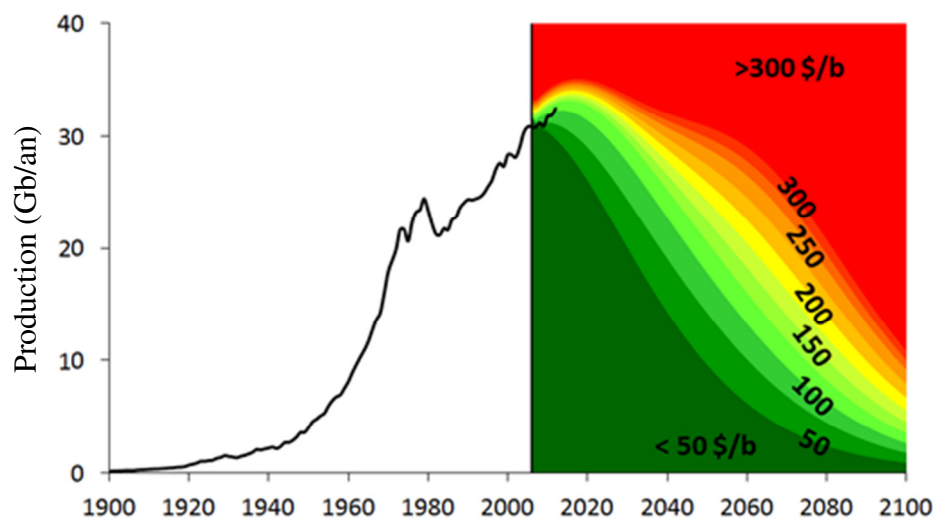
Figure 38 : Scénario de production pétrolière d'Yves Mathieu (IFP, 2006).



Source : Yves Mathieu, IFP, 2006

Il serait intéressant de pouvoir améliorer cette représentation et de représenter le pic pétrolier comme une superposition de trajectoires d'offre qui correspondraient chacune à un prix du pétrole constant. En croisant ces courbes d'offre à prix constant avec l'évolution du seuil de destruction de la demande, on pourrait avoir une idée de la trajectoire suivie par la production pétrolière globale. Cette représentation économique du pic pétrolier maintient bien l'image "classique" du pic pétrolier, tout en visualisant les contraintes économiques.

Figure 39 : Schéma montrant à quoi ressembleraient des scénarios de courbes de production à prix du pétrole constant.



Note : Les volumes récupérables sont ici compris entre 2250 Gb (50\$) et 3950 Gb (300\$), avec des limites choisies de façon arbitraire. (Source: P. Brocorens)

En combinant les analyses centrées davantage sur **les aspects “physiques”** (Campbell, Laherrère, Bauquis, etc.) et celles centrées davantage sur **les aspects “économiques”** (IEA, Kopits, Kumhof, etc.), **un panorama général du pic pétrolier apparaît, marqué par une relativement faible croissance de la production ou un plateau, qui s'étale sur plusieurs années, peut-être 10 ans ou plus.** Ce contexte de pic pétrolier restera avec nous pendant un certain nombre d'années, avec les conséquences qui en découlent. Une production qui n'augmente plus pendant plusieurs années, ou même **une croissance extrêmement faible de la production est en soi déjà un problème.**

Campbell estime que “le plateau peut continuer quelques années de plus [...]. Le débat fait rage sur la date du pic et la longueur du plateau, mais oublie l'essentiel: le long déclin qui fait suite au plateau”¹⁵⁷.

Miller et Sorrell ajoutent que “l'offre pétrolière mondiale est profondément influencée par des facteurs géopolitiques et toute contrainte au niveau de l'offre va vraisemblablement entraîner des hausses de prix et des réponses au niveau demande/substitution [...] - un processus déjà en cours. Par conséquent, un pic abrupt de la production de pétrole conventionnel semble improbable. [...] Vu la présence de multiples incertitudes, les batailles sur le timing exact du pic mondial de pétrole conventionnel sont inutiles. Ce qui est plus important, c'est l'inévitabilité du pic, apporter une réponse appropriée au risque de hausse des prix et de contraintes sur l'offre, et savoir dans quelle mesure on peut faire confiance aux marchés pour atténuer ces risques”¹⁵⁸.

Bentley ajoute que “l'Humanité fait face à une transition très difficile. Non seulement le pétrole conventionnel a des difficultés, mais le gaz conventionnel fera face au même problème bientôt, et on se pose également des questions sur le charbon conventionnel. Il y a de vastes ressources en formes non-conventionnelles de ces trois combustibles fossiles, mais chacune de ces formes soulève des interrogations concernant les coûts et la vitesse d'extraction”¹⁵⁹.

¹⁵⁷ Soumission Campbell

¹⁵⁸ Soumission Miller et Sorrell

¹⁵⁹ Soumission Bentley(1)

1.3.7. Conclusions

Le pic est un fait, non une théorie : la France, la Grande-Bretagne, et l'Allemagne ont tous franchi leurs pics de pétrole, de gaz naturel et de charbon. Ces exemples montrent que la production d'une ressource passe par trois phases : hausse, pic ou plateau, puis déclin. La forme de la courbe de production et la date du pic sont influencées par un mélange d'interactions entre des **facteurs physiques**, caractéristiques des ressources exploitées, et des facteurs **techniques, économiques, politiques et autres**.

Pic de pétrole conventionnel

Dans le cas du pétrole conventionnel, le développement d'une région suit le schéma général suivant : la plupart du pétrole est concentré dans un petit nombre de gros gisements, qui ont tendance à être découverts et mis en production en premier. Le reste du pétrole est dispersé dans un grand nombre de petits gisements, qui nécessitent plus d'effort pour être localisés. Un pic de production régional apparaît lorsque le gain de production venant des petits gisements nouvellement développés ne peut compenser la perte de production des gros gisements anciens en déclin. Typiquement, le déclin survient lorsque l'ultime est à moitié vide ou avant cela, ce qui signifie qu'il reste encore bien du pétrole à extraire quand la production se met à décliner.

Un modèle couramment utilisé pour prévoir le pic pétrolier est celui qu'Hubbert a présenté en 1956 pour prévoir le pic pétrolier des États-Unis, qui a effectivement eu lieu en 1970. Ses points faibles et forts sont ici comparés à ceux de la méthodologie habituelle de l'IEA.

Modèle de Hubbert	Scénarios de l'IEA
<p><u>Points faibles</u> : Extrapolation dans le futur de tendances passées, estimations d'ultime, rôle de la technologie, forme mathématique de la courbe, absence de certaines variables économiques et politiques.</p> <p>→ précision sur la date du pic de production pas très grande</p> <p>MAIS</p> <p><u>Point fort</u>: Une grande variation de l'ultime ne change pas beaucoup la date du pic.</p> <p>→ les prévisions ne peuvent être très précises (pas à l'année près), mais elles le sont suffisamment (à 10 ans près) pour pouvoir se préparer au pic pétrolier.</p>	<p><u>Points faibles</u> : Extrapolation dans le futur de tendances passées, taux de déclin utilisés, absence de certaines variables économiques et politiques, investissements dans le développement de nouveaux gisements supposés suffisants pour combler le déclin des vieux gisements.</p> <p>→ méthodologie ne permettant pas de savoir quand un pic de production aura lieu.</p> <p>MAIS</p> <p><u>Point fort</u>: Indication des besoins d'investissement pour satisfaire la demande</p> <p>→ permet d'affiner sur le moyen terme (quelques années) les prévisions de pic pétrolier, par le suivi des découvertes et développements.</p>

A l'échelle mondiale, des prévisions de pic ont été faites dès les années 1970s et 1980s, par Hubbert, Esso, Shell, BP, la Banque Mondiale, l'ONU, le UK Department of Energy, etc. Ces institutions prévoyaient un pic de pétrole conventionnel à l'approche de l'an 2000, mais les chocs pétroliers ont repoussé le pic dans le futur. Des prévisions plus récentes utilisant des valeurs d'ultime similaires indiquent que ce report est d'environ 10 ans. Ainsi, en 1998, Campbell et Laherrère prévoyaient un pic vers 2010, et l'IEA vers 2014 ± 6 ans. Pour son étude de 1998, l'IEA utilisa un modèle de type Hubbert, mais n'y fit référence que rarement par la suite, et le pic du pétrole conventionnel disparut de leur prévisions pendant de nombreuses années.

A présent, **la plupart des observateurs**, y compris l'IEA, **s'accordent à dire que le pic du pétrole conventionnel a eu lieu vers 2006-2008**, et est à l'origine du triplement du prix du pétrole au cours des 10 dernières années. Des rebonds de production sont possibles, générant un plateau ondulant pendant plusieurs années, mais la phase de croissance entamée depuis le milieu du XIX^{ème} siècle semble révolue.

Le pic de production du pétrole conventionnel en 2006-2008 se situe dans la fourchette basse des dates annoncées dans les rapports plus anciens de l'IEA: 2008-2037.

L'IEA a suggéré que le pic avait été franchi quatre ans après la date du pic. **Le pic ne peut être confirmé qu'une fois qu'il a été franchi depuis des années (effet rétroviseur). Cet exemple constitue un avertissement pour le passage du pic tous liquides. C'est en effet un problème si on attend d'avoir confirmation du pic pour y apporter une réponse, car l'essentiel n'est pas le pic, mais le long déclin qui le suit.**

Pic tous liquides

Si on élargit les prévisions au pétrole non-conventionnel et aux LGN, en suivant une modélisation de type Hubbert ou apparentée, les divergences entre prévisions s'accroissent, car on superpose différentes sources de liquides, dont le potentiel réel présente parfois beaucoup d'inconnues, et qui sont surtout beaucoup plus sensibles aux conditions économiques que ne l'est le pétrole conventionnel.

Cependant, **la date du pic n'est que peu affectée (2015-2025), car elle est surtout influencée par l'évolution de la production de pétrole conventionnel, qui domine l'offre pétrolière et qui a vraisemblablement déjà atteint son pic.** Les non-conventionnels, bien qu'en grande quantité, sont de moindre qualité et donc généralement plus lents à développer. Selon la formule consacrée, « ce n'est pas la taille du réservoir qui importe, mais la taille du robinet ». Par exemple, les pétroles de roches-mères, un temps annoncés comme mettant fin au pic pétrolier, n'auront pas une influence significative sur la date du pic, mais bien sur les niveaux de production pendant et après le pic. Selon de nombreux auteurs, technologie et non-conventionnels auront essentiellement pour effet d'atténuer le déclin de production.

Dans son scénario de référence, l'IEA ne prévoit cependant pas de pic tous liquides, estimant que la production de pétrole conventionnel, bien qu'ayant atteint son pic, déclinera à peine par

la suite si les investissements sont suffisants. Certains auteurs ont cependant remarqué que les coûts de développement des gisements augmentent plus rapidement que le chiffre d'affaires (prix x production). Les compagnies ont alors tendance à réduire leurs investissements. Éviter le pic nécessiterait des prix du pétrole plus élevés, mais il est peu probable que la demande subsiste si les prix grimpent trop haut (c.-à-d. aillent au-delà de 150\$/b actuellement).

Dans ce cas, l'IEA pourrait encore réviser à la baisse ses prévisions de production sur le long terme, comme elle l'a fait ces dernières années. Dans le même temps, comme les plus pessimistes des prévisions formulées il y a quelques années ont été relevées, les deux visions devraient progressivement converger vers un panorama général du pic pétrolier : une faible croissance de la production ou un plateau, qui s'étale sur plusieurs années, peut-être 10 ans, puis le déclin. Une croissance extrêmement faible de la production, ou même une production qui n'augmente plus pendant plusieurs années est en soi déjà un problème. Tout facteur géopolitique aura des effets exacerbés sur les prix. Vu les incertitudes, les batailles sur le timing exact du pic mondial sont inutiles. Ce qui importe, c'est l'inévitabilité du pic, et apporter une réponse appropriée au risque de hausse des prix et de contraintes sur l'offre.

1.3.8. Recommandations

Serkine suggère **que la CE mette en place un groupe de travail pour étudier le moment du pic de production de carburants liquides**, constitué par exemple d'une équipe d'experts indépendants du pétrole (géologues, économistes, ingénieurs), des institutions publiques et du monde universitaire. Les objectifs seraient d'évaluer l'offre future, mais aussi d'effectuer une analyse plus approfondie des conséquences réelles si les baisses d'approvisionnement sont plus rapides que prévu (le transport ne concerne pas seulement le fret, mais aussi les loisirs, potentiellement plus élastiques). Il devrait en résulter un « programme d'urgence » pour éviter les chocs énergétiques extrêmes à court terme.

De Beer de Laer suggère de **donner l'état des connaissances sur la réalité imminente du pic pétrolier et l'influence des nouvelles matières type « gaz de schiste » sur celui-ci**. Il lui semble important que ceci puisse faire l'objet d'un document validé par des scientifiques, par le groupe « pic de pétrole » du parlement wallon, et que ce document soit accessible.

De Beer de Laer suggère de **donner à « la population » la compréhension minimale de ce qu'est le pic pétrolier et de sa réalité**.

De Beer de Laer suggère de **poser aux médias la question de leur rôle**. Selon lui, pour qu'un maximum de citoyens adhèrent aux politiques issues de la réflexion sur le pic de pétrole, ils doivent être informés. Si l'éducation permanente, les associations environnementales et autres ont leur rôle, il semble que les médias ont également leur rôle. Or, actuellement, il trouve que les médias font le contraire. La liberté de la presse empêchant assez justement que le politique impose un rôle aux médias, il suggère deux moyens de sortir de cette contradiction :

1. **organiser avec les médias un panel citoyen sur le pic du pétrole**. Il serait demandé aux citoyens comment ils perçoivent la réalité du pic de pétrole, le cas échéant ce que doivent faire les différents corps constitués et en particulier ce qu'il est attendu des

médias ;

- 2. demander directement aux médias d'analyser leur propre fonctionnement par rapport au pic pétrolier et leur demander comment ils perçoivent leur responsabilité sociétale dans ce domaine.**

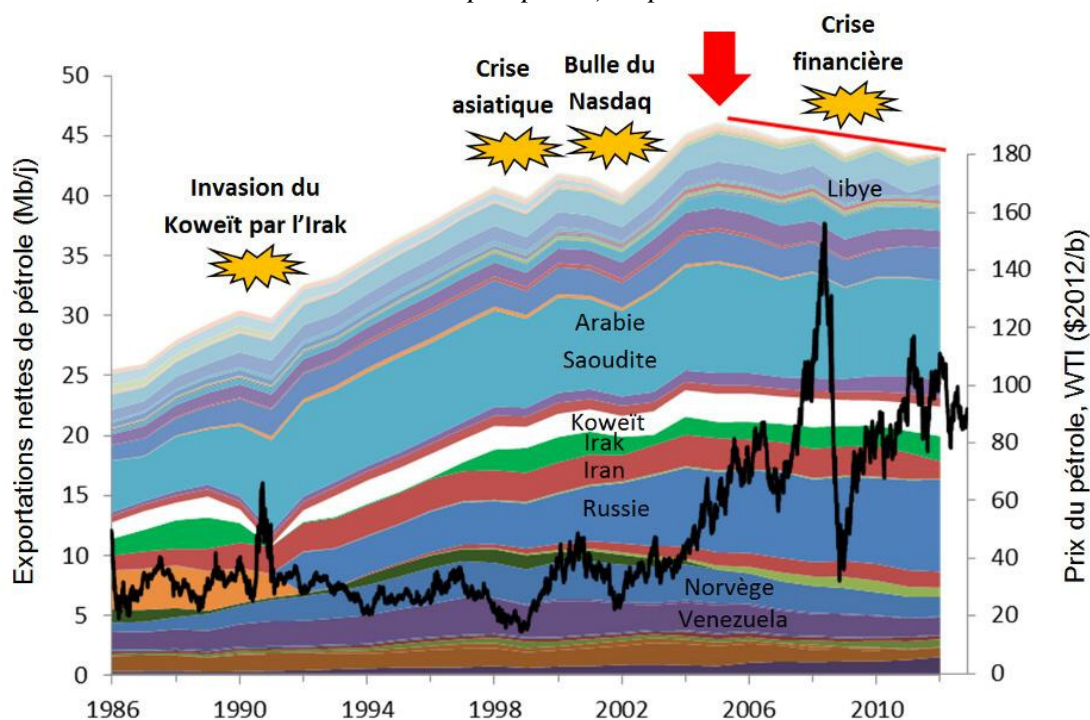
Il préconise que le comité « pic de pétrole » du parlement wallon demande au Gouvernement de financer un panel de citoyens comme évoqué ci-dessus. Il demande également que le comité « pic de pétrole » du parlement wallon engage un dialogue avec les médias sur leur perception de leur responsabilité sociétale.

Ces mesures complèteraient celles déjà proposées dans le chapitre sur les réserves.

1.4. LES EXPORTATIONS DE PETROLE

L'évolution des exportations nettes mondiales de pétrole est représentée en Figure 40. On y voit les effets des crises économiques (flashes jaunes), qui dépriment un temps la demande dans les pays consommateurs, ainsi que l'effet de la guerre du Koweït en 1991. En 1991, des capacités excédentaires de production existaient un peu partout, aussi l'arrêt des productions irakienne et koweïtienne et d'une partie de la production soviétique (l'Union Soviétique était en train d'éclater), n'entraîna pas de perturbation majeure. Le 17 janvier 1991, jour de lancement de l'Opération Tempête du Désert, le prix du brut WTI perdit même un tiers de sa valeur, pour retomber au niveau habituel des années 1990s.

Figure 40 : Évolution des exportations mondiales nettes de pétrole (tous liquides), réparties entre pays exportateurs de pétrole, et prix du pétrole (courbe noire ; \$2012, West Texas Intermediate spot price) depuis 1986.



Source : graphique Brocorens, données EIA, US Bureau of Economics Analysis

Globalement, depuis le milieu des années 1980s et jusque 2004 environ, les exportations augmentent pour satisfaire une demande croissante tirée par la croissance économique. Mais depuis 2004, un tout autre panorama émerge, où les exportations n'augmentent plus, même les années de croissance économique. Ce facteur est vraisemblablement un facteur de soutien du prix du pétrole.

Durand écrit que **“les exportations de pétrole, c'est-à-dire les quantités mises sur le marché mondial stagnent depuis 2004**. C'est extrêmement préoccupant pour des pays qui comme la France, la plupart des pays européens ou d'autres pays dépourvus de ressources comme le Japon ou la Corée du Sud, dépendent entièrement de ce marché pour leur

approvisionnement en pétrole”¹⁶⁰. Plusieurs auteurs (Durand, Campbell, Laherrère, Leboutte) s’attendent à **un déclin rapide des quantités exportées vers l’Europe** à cause des facteurs suivants:

- une **croissance de la consommation interne des pays exportateurs**, écrit Durand. “Celle-ci est due à trois causes: - l’augmentation de la population - la recherche de meilleurs conditions de vie malgré cette augmentation - un encouragement à la consommation de pétrole par des subventions sous forme de prix intérieurs très bas par rapport aux cours mondiaux”¹⁶¹. Ces effets sont déjà à l’œuvre, Bentley notant que la production de l’OPEP (14 pays) a augmenté un peu ces dernières années, mais que les exportations sont sur un plateau à cause d’une consommation domestique en hausse¹⁶². A politique inchangée des pays de l’OPEP, Laherrère s’attend à ce que leurs exportations de pétrole (24 Mb/j en 2010) tombent à 15 Mb/j en 2030, à 7 Mb/j en 2040, et que l’OPEP n’exportera plus de brut en 2050¹⁶³.
- une **croissance exponentielle des importations de la Chine et de l’Inde** écrit Durand, “pressés d’entrer dans la civilisation de l’automobile”¹⁶⁴. La Figure 41 montre que jusque dans les années 1990s, la Chine était auto-suffisante et l’Inde un importateur net marginal. Ils importent actuellement à eux deux pratiquement autant que les USA.

essencia note que la hausse de la consommation de pétrole en Asie est forte, et que de nombreux biens de consommation deviennent accessibles à la population, ce qui entraîne une surconsommation de produits pétroliers, mais ne considère pas que cela mette l’Europe sous pression. essencia attribue le déclin de la consommation de l’OCDE à la crise financière de 2008, la montée en force de la consommation de gaz naturel, et l’efficacité énergétique liée à la sensibilisation des Européens au changement climatique¹⁶⁵. Kopits n’est pas de cet avis et estime que les économies émergentes et la Chine sont en train de sevrer les pays de l’OCDE par les prix. Plus résistantes aux prix élevés du pétrole, la Chine et d’autres économies verraient leur consommation continuer à augmenter, là où une destruction de la demande s’opérerait dans les pays occidentaux. Selon lui, depuis 2007, les consommateurs de l’OCDE ont fourni la moitié de la hausse de la consommation de pétrole des économies émergentes. Par conséquent, la montée de la Chine a été - et sera vraisemblablement - associée à un déclin de la consommation de pétrole dans les économies avancées (environ 1,5%/an selon lui)¹⁶⁶.

¹⁶⁰ Soumission Durand

¹⁶¹ Soumission Durand

¹⁶² Soumission Bentley(1)

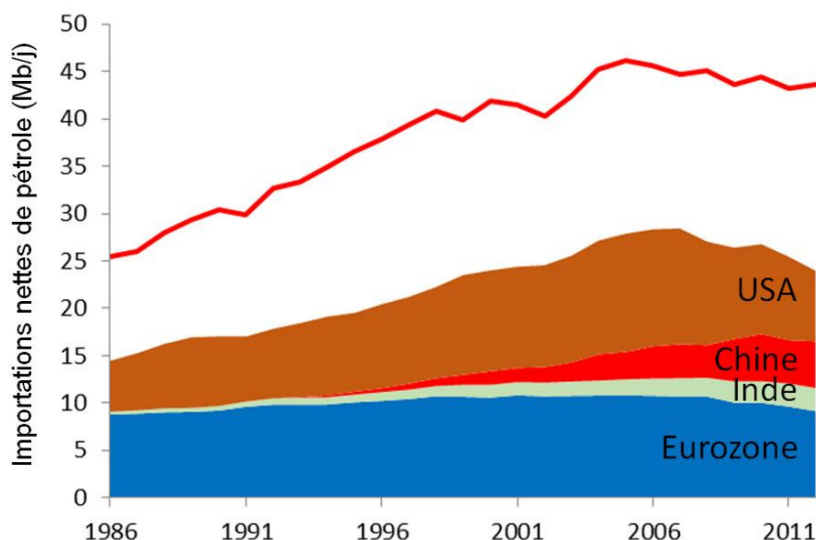
¹⁶³ Commentaires de Laherrère sur la première version du rapport.

¹⁶⁴ Soumission Durand

¹⁶⁵ Soumission essencia

¹⁶⁶ Soumission Kopits

Figure 41 : Évolution des importations mondiales nettes de pétrole (tous liquides), et des importations des USA, Chine, Inde, et UE.



Source : P. Brocorens, données EIA.

- **des politiques nationalistes.** Pour Campbell, à mesure que les pays exportateurs de pétrole se rendront compte de l'épuisement de leur propre pétrole et gaz, ils vont limiter les exportations et conserver les ressources pour eux-mêmes. Bien que contraire au libre échange, Campbell remarque que l'Argentine va dans cette direction et que le roi d'Arabie Saoudite a affirmé qu'il voulait conserver le pétrole pour ses petits-enfants. Ce genre de politique mettra vraisemblablement la pression sur les pays importateurs et pourrait générer davantage d'actions géopolitiques et militaires¹⁶⁷.

Commentant l'essai de prévision de Laherrère sur les quantités de pétrole mises sur le marché mondial, Durand écrit qu'elles diminueront bien plus vite que la production. En 2035, elles pourraient être trois fois plus faibles qu'actuellement, dans un contexte où la consommation de la Chine et de l'Inde auront beaucoup augmenté pour alimenter leurs véhicules, ce qui ne laisserait pas grand-chose aux pays comme la France qui n'ont pas de ressources propres.

Durand écrit cependant que le pire n'est pas toujours sûr: un développement de l'énergie nucléaire dans les pays du Golfe permettrait à ceux-ci de diminuer leur consommation intérieure en remplaçant leurs centrales à fuel par des centrales nucléaires, leur permettant ainsi de maintenir leurs exportations. Un fort développement du pétrole de roches-mères à l'échelle mondiale permettrait d'augmenter la production¹⁶⁸. On notera d'ailleurs que le fort développement des huiles de roches mères US a fortement réduit les importations de pétrole des Etats-Unis (voir Figure 41) et a certainement contribué à une stabilisation du prix du brut ces dernières années. Une diminution de la consommation unitaire des véhicules à moteur thermique à l'échelle mondiale permettrait également de beaucoup diminuer les importations des grands pays importateurs¹⁶⁹. Bauquis estime qu'on va diminuer par deux la consommation

¹⁶⁷ Soumission Campbell

¹⁶⁸ Soumission Durand

¹⁶⁹ Soumission Durand

des véhicules en vingt ans, ce qui devrait réduire la contrainte sur la demande¹⁷⁰. Durand pense au contraire qu'il est peu probable que de semblables évolutions, si même elles se produisent, puissent avoir lieu à une vitesse suffisante pour éviter une crise pétrolière à terme relativement bref¹⁷¹.

1.4.1. Conclusions

L'EU 28 est devenue très dépendante des marchés internationaux et en particulier de pétrole, dont elle est actuellement le premier importateur mondial en tant qu'ensemble géopolitique¹⁷². Pour l'Europe, l'évolution des exportations mondiales de pétrole a donc plus d'importance que l'évolution de la production mondiale. **Les exportations mondiales nettes de pétrole déclinent** depuis 2004. Avec une production pétrolière qui va tout au plus augmenter faiblement dans les années à venir, et une consommation pétrolière en croissance dans les pays exportateurs de pétrole, ce déclin devrait se poursuivre, sans doute entrecoupé de rebonds, puis s'accélérer lorsque la production mondiale entrera en déclin. **Cette question n'est pratiquement jamais évoquée dans les débats en cours**, écrit Durand¹⁷³.

L'Europe risque selon certains auteurs de faire les frais d'une moindre disponibilité du pétrole sur les marchés internationaux, les économies de Chine et de certains pays émergents supportant plus facilement les prix élevés du pétrole que les économies européennes.

Certaines évolutions, comme la mise rapide sur le marché de véhicules basse consommation, ou le développement d'énergies alternatives dans les pays exportateurs de pétrole pourraient cependant atténuer le problème. Mais tout est question de la vitesse à laquelle ces innovations vont être déployées.

¹⁷⁰ Audition Bauquis

¹⁷¹ Soumission Durand

¹⁷² Soumission Durand

¹⁷³ Soumission Durand

1.5. HYDROCARBURES DE ROCHES-MÈRES

Ces dernières années, la production américaine d'hydrocarbures a fortement rebondi, grâce au développement des gaz et pétrole de roches-mères, plus connus chez nous sous le nom de gaz et pétrole de schiste. Ces développements fulgurants ont pris les analystes par surprise, et ont généré une vague d'optimisme telle que de nombreux observateurs en ont conclu à la fin du pic pétrolier. Il est dès lors important de dédier une section entière à ces hydrocarbures.

Les aspects environnementaux, qui dépassent le cadre étroit de ces hydrocarbures, seront traités à la section 2.3.

1.5.1. Genèse

Les roches-mères sont constituées de sédiments riches en matières organiques qui se sont déposées dans des conditions privilégiées où la matière organique n'a pas été totalement oxydée, et qui, une fois enfouies sous les autres couches de sédiments, se sont progressivement transformées en pétrole, puis en gaz. Si le processus de transformation n'a pas démarré, les roches sont dites *immatures*, et on les appellera *schistes bitumineux*. Quant aux roches *matures*, ce sont celles qui renferment les huiles et gaz de roches-mères, dits de 'schiste'. Le vocabulaire des pétroliers peut prêter à confusion, parce qu'entre une huile de schiste (Shale Oil) et une huile de schiste bitumineux (Oil of Oil Shale), il y en a une qui est mature et que l'on produit classiquement, et l'autre qui est immature et s'exploite par mines¹⁷⁴.

1.5.2. Dans l'Histoire

Bauquis a résumé l'histoire de l'exploitation des huiles et gaz de roches-mères¹⁷⁵:

Les feux éternels connus de longue date en France ou au Moyen-Orient sont en partie des **gaz de roches-mères**, et historiquement, la production de gaz naturel a commencé par les roches mères. Le premier puits économique qui a donné naissance à une société, Frédonia, près de New York, en 1821 - on est au lendemain de la chute de Napoléon - était un gaz de roches-mères utilisé pour l'éclairage. À l'époque, c'était économique car les premiers éclairages urbains étaient à l'huile de baleine, et les baleines commençaient à se raréfier. On les chassait beaucoup et cela s'est aggravé tout au long du 19e siècle. En monnaie constante, l'huile de baleines valait à peu près 2000 \$/b, et à ce prix-là pratiquement tous les hydrocarbures exotiques sont susceptibles d'être produits.

L'exploitation des **huiles de roches-mères** ne date pas non plus d'hier. Début des années 1950, on a produit dans l'ouest du Texas des petits volumes avec beaucoup de puits. Les espacements entre puits étaient très faibles, avec les mêmes problèmes d'environnement que les techniques actuelles, ou même pires vu le très grand nombre de puits verticaux qui étaient nécessaires.

¹⁷⁴ Audition Bauquis

¹⁷⁵ Les informations de l'ensemble du chapitre proviennent de l'audition Bauquis

Avec l'exploitation des roches-mères, à chaque fois, les débits étaient très faibles, et très vite les pétroliers sont arrivés à l'idée de fracturer pour les augmenter. À l'époque, il n'y avait que des forages verticaux. Et quand on fracturait, cela améliorait un peu ce qui était drainé, mais pas énormément. Il y a, par exemple, le gaz de roches-mères de Big Sandy dans le Kentucky, qui est produit depuis les années 1920s et est toujours actuellement en production. Sur ce champ, 10.000 puits ont été stimulés à la nitroglycérine. Quatre tonnes de nitroglycérine étaient placés au fond, et l'explosion créait un peu de perméabilité locale. Environ 10.000 puits ont été forés, cela arrivait à être économique. Les conditions étaient très favorables. Sur le Bazhenov en Sibérie Occidentale, les Russes se sont excités dans les années 1960. Ils savaient qu'ils avaient là des volumes énormes d'hydrocarbures. Le régime soviétique est même allé à faire de la stimulation nucléaire : trois bombes atomiques pour essayer de faire de la fracturation. Cela a beaucoup fracturé, mais il y a eu une vitrification de la chambre et rien n'est sorti. Aujourd'hui, ce sont des zones condamnées, des zones radioactives où on ne peut pas travailler.

Après la fracturation à la nitroglycérine et au nucléaire est arrivée la fracturation hydraulique. Début des années 1980, les premières réserves par fracturations hydrauliques ont été "créées". "Créer des réserves" signifie simplement qu'une ressource qui, auparavant, ne pouvait pas être produite, est transformée en quelque chose de productible économiquement (ce qu'on appelle réserve).

Cet historique montre que géologues pétroliers et économistes connaissent depuis très longtemps l'existence de ces ressources, présentes en grandes quantités. A chaque fois, les limitations furent d'ordre économique [les 2000\$/b du XIXème siècle étaient davantage incitatifs que les 30\$/b des années 1990], l'idée de stimuler la perméabilité était (et est toujours) au cœur des stratégies pour améliorer l'économie, et les techniques de stimulation ont suivi un long cheminement avant qu'on arrive à mettre au point, il y a dix ans, une technique standard.

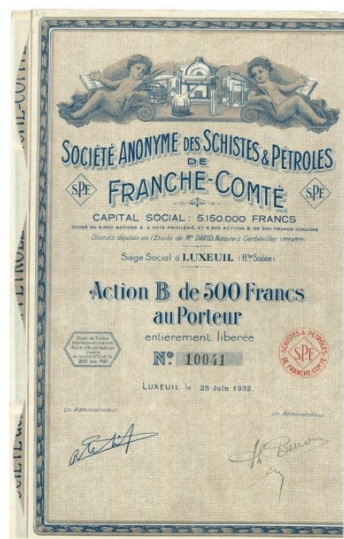
Quelques mots sur les schistes bitumineux

Bauquis explique que dans les schistes bitumineux, les hydrocarbures sont restés à l'état de proto-hydrocarbure, de kérogène. Pour produire du pétrole, il faut extraire les schistes bitumineux par mines et les chauffer à 500 ou 600°C si on veut en extraire un liquide. En quelques heures, on accélère le processus de maturation que la nature fait généralement en des millions d'années. Historiquement, avant d'exploiter le pétrole conventionnel, on s'est d'abord attaqué aux schistes bitumineux, qu'on redécouvre aujourd'hui comme non-conventionnels. Ce n'est qu'au début du 20ème siècle que la courbe de production mondiale de pétrole à partir de schistes bitumineux a croisé celle de pétrole conventionnel. Il y a eu des centaines d'exploitations, par exemple en Suisse (Val-de-Travers), en France (Autun, en Bourgogne, jusque 1957, en Franche-Comté). Cela est complètement sorti de la mémoire humaine¹⁷⁶.

¹⁷⁶ Audition Bauquis

Hughes relate également l'utilisation des schistes bitumineux à petite échelle en Europe (Estonie) et en Asie, brûlé directement pour la production d'électricité. Il s'agit d'une utilisation similaire au charbon, si ce n'est que le schiste bitumineux a un contenu calorifique moitié moindre qu'un lignite de basse qualité¹⁷⁷.

Figure 42 : Recherche de schistes pétroliers en France: un exemple d'action émise en 1932 (gauche); Terrils d'exploitation des schistes bitumineux à Autun, Bourgogne (droite).



*Source: Bauquis*¹⁷⁸



*Source: La Bourgogne révélée d'Arnaud*¹⁷⁹

Les ressources sont énormes. Par exemple, Hughes cite une étude de l'USGS sur les trois grands bassins du Wyoming, Colorado, et Utah, mentionnant 4000 Gb (l'équivalent d'une à deux fois l'ultime de la planète en pétrole conventionnel). Cependant, comme il faut dépenser énormément d'énergie pour en obtenir du liquide, le rendement en énergie sur énergie investie est faible, et le seuil de rentabilité très élevé. A combien peut-on l'estimer ? Selon l'IEA (WEO 2011), écrit Hughes, 800 Gb seraient récupérables à un prix de 50-100\$/b (\$2008), mais Hughes estime qu'il s'agit au mieux de chimères¹⁸⁰. Il voit donc un seuil de prix plus élevé, mais ne se prononce pas. Il affirme que les incertitudes sont grandes, et en dépit de décennies de recherches et développements, et de centaines de millions de dollar dépensés, il n'y a toujours pas de production significative. Difficile donc de se faire une idée selon lui, surtout que les tests existants se sont focalisés sur les ressources de plus haute qualité¹⁸¹. Miller et Sorrell écrivent également que les schistes bitumineux sont particulièrement peu gâtés en termes de contenu net en énergie, si bien qu'ils ne seront peut-être jamais économiques à produire¹⁸². Bauquis avance un seuil de 200-300 \$/b et ajoute que peut-être, un jour l'humanité

¹⁷⁷ Soumission Hughes(1)

¹⁷⁸ Audition Bauquis, P.-R., C.R.I.C. N°33, 2013-2014, slides annexés, 20

¹⁷⁹ <http://labourgognereveledarnaud.over-blog.com/article-des-desseins-aux-telots-112040844.html>

¹⁸⁰ Soumission Hughes(1)

¹⁸¹ Soumission Hughes(1)

¹⁸² Soumission Miller et Sorrell

sera à court d'énergie au point de se réattaquer à cela. "Il y a des projets tous les dix ans. Cela ressort comme un serpent de mer; à chaque crise pétrolière, il y a des crédits publics américains pour aller exploiter les schistes bitumineux"^{183,184}. Mais à de tels prix, l'Humanité sera vraisemblablement dans un autre monde que celui que nous connaissons.

1.5.3. Localisation sur Terre

Tout le pétrole trouvé sur Terre a été généré dans les roches-mères et probablement 80 % des gaz, le reste des gaz étant d'origine biogénique¹⁸⁵. Partout où il y a du gaz ou du pétrole conventionnel, il y a donc des roches-mères, mais inversement, il peut très bien y avoir des roches-mères là où aucun gisement conventionnel n'a pu se former, par exemple par manque de piège. Les surfaces occupées par les roches-mères sont donc considérables. Par exemple, dit Bauquis, la roche-mère à gaz pour l'instant la plus célèbre des USA, le Barnett, fait 30.000 km² (la superficie de la Belgique). Dans un ordre de grandeur au dessus, Vaca Muerta, en Argentine, fait 150 000 km² prospectifs (cinq Belgique). Et le champion toutes catégories, c'est le Bazhenov en Russie qui va depuis le nord du Kazakhstan jusqu'à la Nouvelle-Zemble à l'Océan Arctique. Il fait un million de kilomètres carrés, c'est-à-dire 30 Belgique¹⁸⁶.

Notons que dans certaines régions, coexistent des roches-mères d'âges différents, situées à des profondeurs différentes. Cela existe notamment dans le nord-est des États-Unis, où le *shale* du Dévonien de l'Ohio se trouve au-dessus du *shale* du Marcellus, lui-même au-dessus du *shale* d'Utica (Figure 44).

Les cartes ci-dessous montrent la localisation de roches-mères sur la planète (Figure 43), aux États-Unis (Figure 44) et en Europe (Figure 45).

¹⁸³ Audition Bauquis

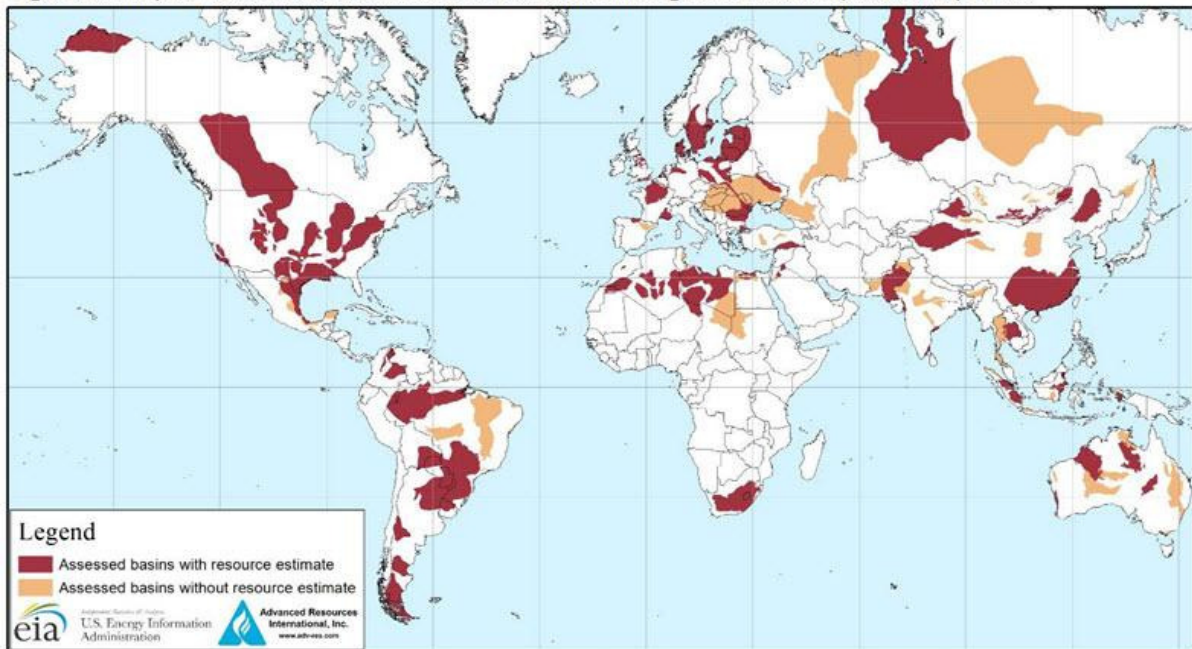
¹⁸⁴ En 2012, TOTAL a finalisé une association 50/50 avec la société Red Leaf Resources pour le développement de schiste bitumineux in situ, et s'est engagé à financer un pilote de production avant tout développement à plus grande échelle. TOTAL a finalisé un accord pour l'achat d'environ 120 kilomètres carrés supplémentaires dans les États du Colorado et de l'Utah en vue d'un développement des techniques de schistes bitumineux in situ (technique AMSO) ou ex situ (technique Red Leaf). Rapport annuel TOTAL, 2013.

¹⁸⁵ Audition Bauquis

¹⁸⁶ Audition Bauquis

Figure 43 : Carte des accumulations de roches-mères évaluées dans le monde.

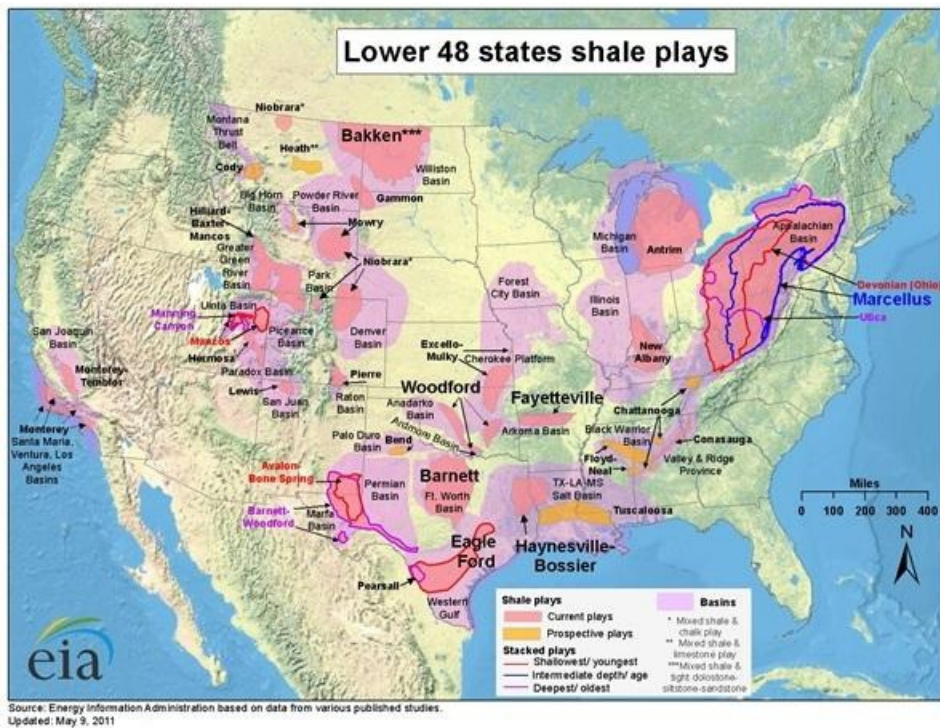
Figure 1. Map of basins with assessed shale oil and shale gas formations, as of May 2013



Source: United States basins from U.S. Energy Information Administration and United States Geological Survey; other basins from ARI based on data from various published studies

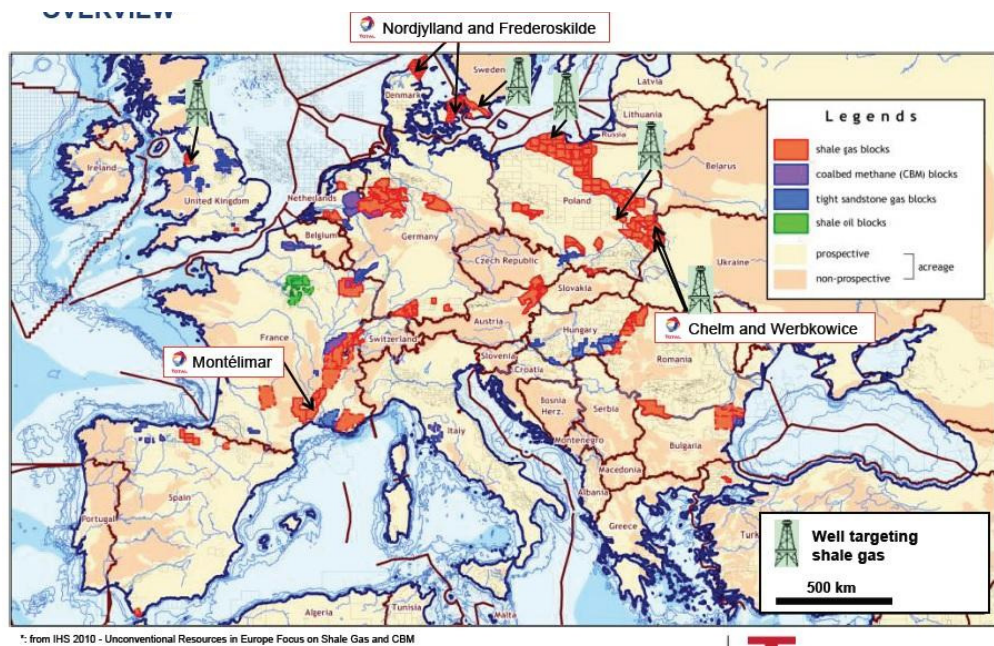
Source: carte de l'EIA issue de l'audition de Bauquais

Figure 44 : Carte des accumulations de roches-mères évaluées aux États-Unis.



Source: EIA

Figure 45 : Gaz de roches-mères en Europe. Licences et activités d'exploration - Vue d'ensemble.



Source: Audition Bauquis

1.5.4. Géologie

Bauquis a résumé la géologie des roches-mères¹⁸⁷:

Si on voulait résumer ce qu'est un hydrocarbures de schiste ou de roche-mère, par rapport à la géologie classique, on pourrait dire que la roche-mère constitue à la fois la source des hydrocarbures, le réservoir, et la roche couverture qui empêche les hydrocarbures de migrer. C'est un système pétrolier complet à l'intérieur d'une même couche géologique.

Une différence importante entre un gisement conventionnel et un gisement non conventionnel, c'est la taille des grains du réservoir, et donc la taille des pores, puisqu'il y a un lien entre la taille des pores et celle des grains. Dans un réservoir non conventionnel, la granulométrie est extrêmement fine, les pores sont quasi invisibles au microscope. Ils sont très abondants, mais tout petits.

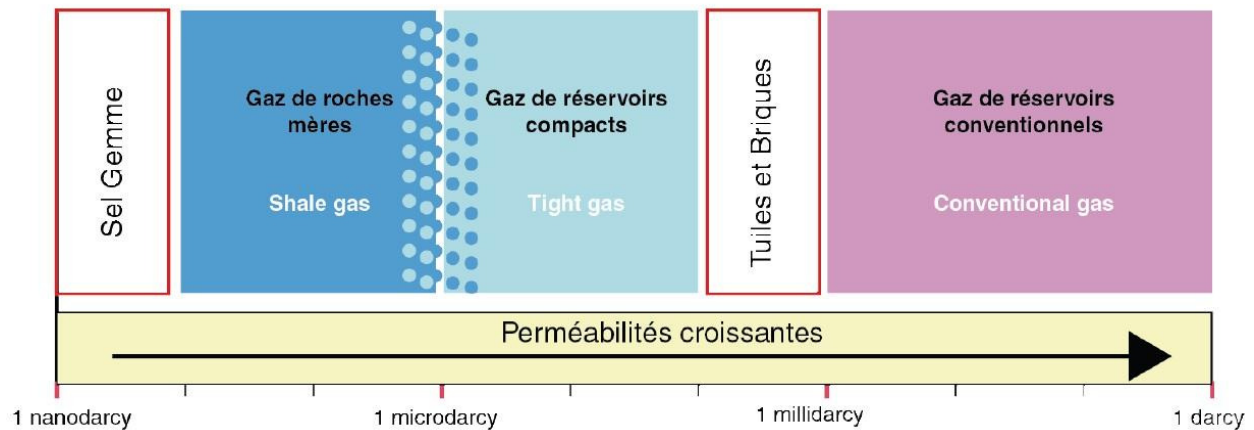
La perméabilité d'un matériau est généralement exprimée en darcy, et la Figure 46 représente les perméabilités typiques rencontrées dans les gisements de gaz conventionnels et non-conventionnels (réservoirs compacts et roches-mères) sur une échelle de perméabilité croissante. Une perméabilité d'un darcy correspond à un milieu ultra poreux, comme des billes de verre qui seraient mises les unes à côté des autres. Un fluide peut s'écouler facilement entre ces billes.

Pour les gisements de gaz conventionnels, cela va du darcy au millidarcy.

¹⁸⁷ l'ensemble de ce chapitre provient de l'audition de Bauquis

En dessous du millidarcy, c'est la compacité d'une tuile ou d'une brique. Tout le monde sait que l'on peut mettre de l'eau dans un réservoir en terre cuite et qu'elle ne sort pas. Donc, c'est très imperméable. Les réservoirs compacts (Tight Gas) sont encore moins poreux que les briques, puis pour les gaz des roches-mères (Shale Gas), la perméabilité est encore mille fois plus petite. La taille des pores n'est plus qu'à un ordre de grandeur plus gros que la taille des molécules d'hydrocarbure. La limite absolue, c'est quand les pores ne sont pas plus gros que les molécules : elles ne peuvent pas circuler. Si on descend encore plus bas que le Shale Gas en termes de perméabilité, on tombe dans des matières totalement imperméables comme le sel gemme. Le monde du conventionnel et le monde du non conventionnel sont donc deux mondes complètement différents.

Figure 46 : Perméabilités typiques rencontrées dans les gisements de gaz conventionnels et non-conventionnels (réservoirs compacts et roches-mères) sur une échelle de perméabilités croissantes.



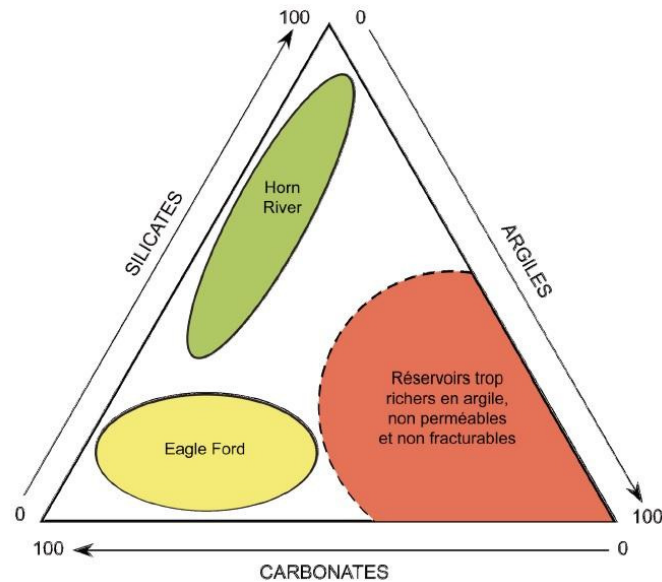
Source: audition Bauquis, présentation powerpoint.

On ne peut espérer exploiter toutes les roches-mères tant les paramètres physiques peuvent varier et rendre l'exploitation faisable ou non; les zones les plus favorables sont appelées **hot shale**. Plus favorable, cela veut dire un contenu en hydrocarbures suffisant (un contenu total en matière organique, le TOC - Total Organic Content - de quelques pourcents), une porosité suffisante, une saturation en eau pas trop grande, et une perméabilité minimale pour que les fluides circulent. Ce sont là les principaux facteurs qui vont conditionner **la présence et la possibilité de circulation des hydrocarbures**. Puis, il y a tous les facteurs physiques qui conditionnent **la possibilité de fracturer la roche et qu'elle reste fracturée**. D'un hot shale à l'autre, ce ne sont pas toujours les mêmes combinaisons de ces paramètres, et donc, la notion de hot shale n'est pas un concept simple, c'est une combinaison de paramètres qui permet d'espérer pouvoir produire.

Par exemple, si on suppose qu'il y a trois composants principaux dans la roche-mère (argiles, carbonates et silicates), la Figure 47 représente toutes les proportions possibles en ces trois composants. La zone rouge de la Figure 47 correspond à des roches-mères impossibles à fracturer parce que trop molles, il y a trop d'argile. Si on fracture, la fracture se referme, même si on ajoute des particules à l'eau de fracturation dans le but de maintenir les fissures ouvertes. Donc, c'est comme si aucune fracturation n'avait été faite. Par contre, on retrouve

sur cette figure deux grands *plays*¹⁸⁸ américains productifs, complètement différents: un *play* à carbonates - l'Eagle Ford - et un *play* à silicates, le Horn River. Ce diagramme très simple montre qu'il peut exister des roches-mères productives, des hot shale, avec des minéralogies très différentes.

Figure 47 : Minéralogie des "hot shale".



Source: PR Bauquis - sept 2012, d'après Jim Buckee. Talisman ASPO 2012. Extrait de l'audition Bauquis, présentation powerpoint

1.5.5. Technique de production

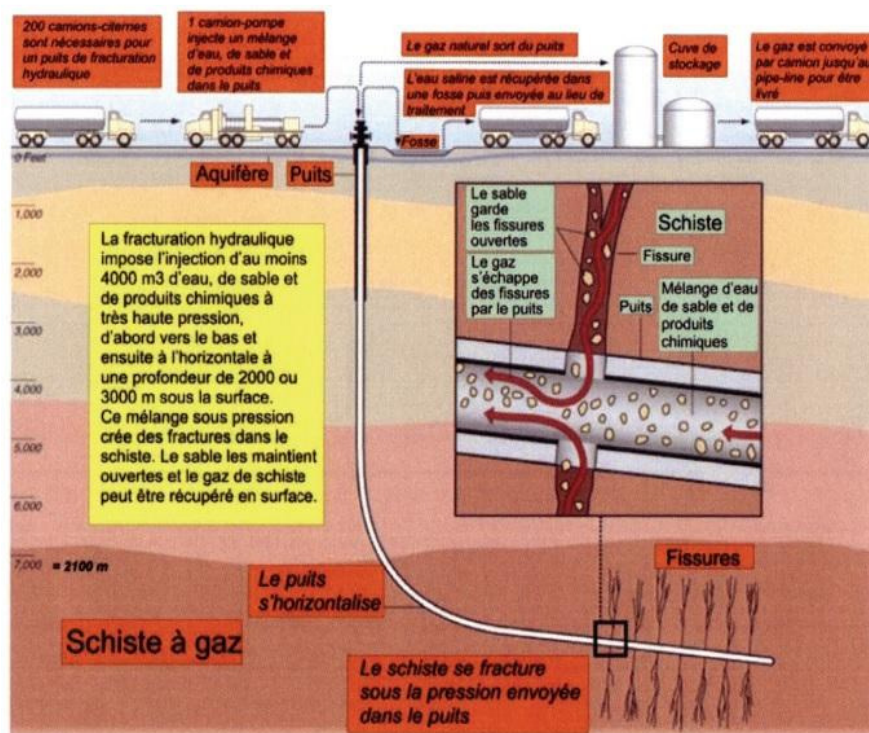
La technique pour produire gaz et huiles de schiste est brièvement décrite ci-dessous par Bauquis¹⁸⁹:

On fore tout d'abord verticalement, jusqu'à la roche-mère, puis horizontalement dans la couche sur 1000 à 2000 mètres, et là, on va successivement fracturer hydrauliquement, c'est-à-dire faire des coups de bélier hydrauliques, à des pressions entre 1,3 et 1,5 fois la pression hydrostatique. Avec des bouchons mobiles, on en fait toute une série, classiquement une dizaine, mais on peut aller jusqu'à une vingtaine. Contrairement à tous les dessins que l'on trouve, y compris celui en Figure 48, l'essentiel du réseau se présente parallèlement au puits (jusqu'à quelques centaines de mètres), et non perpendiculairement au puits (quelques dizaines de mètres). Pour éviter que les fractures ne se referment, elles sont étayées par des grains de sable ajoutés à l'eau de fracturation. Le mot fracture est abusif : ce sont des microfissures, des plans de circulation extrêmement fins étayés par des grains de sable qui font un dixième de millimètre de diamètre. L'eau représente 95 % de ce que l'on injecte, les sables qui vont servir à soutenir les microfissures, à peu près 3 %, et divers additifs 2%. Les sables qu'on injecte sont soit des sables naturels, sables de plages, de dunes, c'est de la silice pure, soit des microbilles artificielles de céramique, de bauxite, etc.

¹⁸⁸ Le terme *play* fait référence aux formations géologiques pouvant renfermer des hydrocarbures.

¹⁸⁹ l'ensemble des informations de ce chapitre provient de l'audition de Bauquis

Figure 48 : Schéma de principe de la fracturation hydraulique.



Source: Audition Bauquis

1.5.6. Profils de production et économie des hydrocarbures de roches-mères

Les hydrocarbures de roches-mères se développeront si c'est économique et là où c'est économique, affirme Bauquis. Malgré des superficies énormes, il peut y avoir de grandes variations au niveau des caractéristiques physiques et géologiques d'un endroit à un autre, et ce pour une même roche-mère. Il faut déjà qu'elle soit mature. Par exemple, la plus grande roche-mère française, celle du Toarcien du bassin de Paris, fait environ 100 000 km², soit trois Belgique. C'est énorme. Mais seulement 10 % est mature et a généré du pétrole; on n'est déjà plus qu'à un tiers de Belgique. Le 90% restant est immature et se trouve sous forme de schistes bitumineux. Pour les roches qui ont eu la chance d'arriver à maturité, dans la plupart des régions du monde, on ne dispose pas encore d'information sur la faisabilité technique et économique d'exploiter ces ressources. La modélisation économique de ces nouveaux hydrocarbures est très complexe et encore balbutiante. De nombreux paramètres sont encore inconnus, et les estimations qu'on en a actuellement ne donnent à la sortie des modèles que des informations de valeur limitée. Ainsi, pour Bauquis, le seul intérêt des récentes estimations de l'EIA sur le gaz de roches-mères généré à travers le monde, est de voir qu'il y en a un peu partout sur Terre et qu'il peut y en avoir beaucoup. Mais on ne peut pas dire grand-chose de plus, car ils peuvent être 10, 100, ou 1 000 fois plus élevés que le potentiel économique réel¹⁹⁰. Les gens, affirme Bauquis, "toute la communauté, les économistes, les politiciens vont travailler là-dessus, disent : Il y en a beaucoup, pas beaucoup. Cela ne veut rien dire. C'est de la modélisation de ce qui a été généré. Cela ne vous dit pas du tout si cela

¹⁹⁰ les informations de ce paragraphe sont issues de l'audition Bauquis

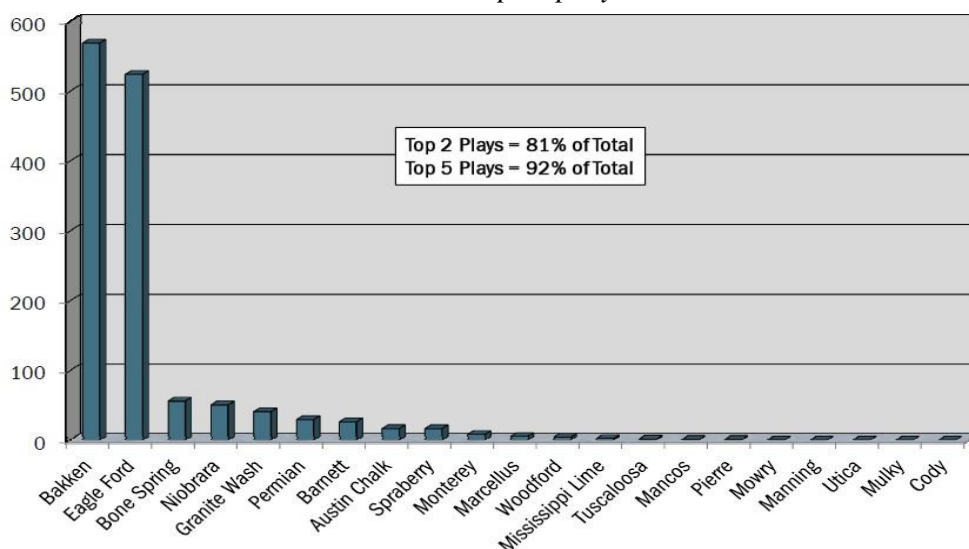
peut être économique. Si on est très loin du seuil économique, à ce moment-là, c'est zéro le vrai chiffre"¹⁹¹.

Laherrère écrit également que le grand problème des études sur le potentiel des bassins de roches-mères est qu'il y a souvent confusion entre ressources et réserves, réserves techniques et réserves économiques, accumulation continue et champ discret (*sweet spot*)¹⁹².

En utilisant les chiffres avancés par les uns et les autres, il faut donc garder à l'esprit que seule une partie des roches-mères a atteint le stade de maturité pour contenir du gaz ou du pétrole, que seule une partie des zones matures est fracturable, que seule une partie très faible de ce qui s'y trouve est récupérable (de l'ordre de 1 à 5 % dans les zones productibles), et que la récupération n'aura lieu que si les conditions économiques sont favorables. Et ce qui conditionne l'économie, affirme Bauquis, c'est ce qu'on extraira pendant la durée de vie du puits (l'ultime), ainsi que le prix du pétrole (ou du gaz). L'ultime multiplié par le prix donne le chiffre d'affaire, et si ce dernier ne fait pas au moins deux fois le coût du puits, cela ne vaut pas la peine¹⁹³.

L'exploitation à grande échelle des hydrocarbures de schiste étant en cours depuis plusieurs années, on peut déjà tirer certaines constatations. Laherrère, Bauquis et Hughes remarquent que **les débits, et donc les ultimes, varient fortement d'un endroit à un autre**, de façon assez aléatoire. **Certains plays sont très productifs, d'autres non** (voir Figure 49); et **à l'intérieur de ces plays, certaines zones sont très productives - on appelle ces zones des *sweet spots*, d'autres non** (Figure 50). Ce n'est pas du tout une distribution régulière comme sur des gisements classiques, affirme Bauquis¹⁹⁴.

Figure 49 : Production d'huile de schiste par play aux États-Unis, Mai 2012¹⁹⁵.



Note : Deux plays assurent huit dixièmes de la production totale d'huile de schiste aux USA. (source: soumission Hughes(1))

¹⁹¹ Audition Bauquis

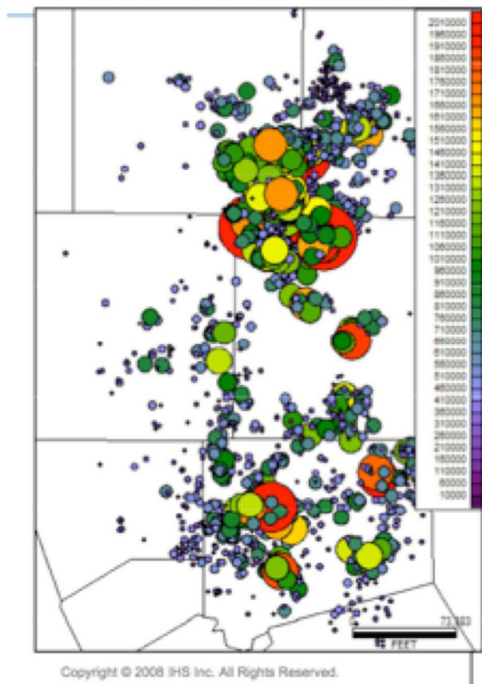
¹⁹² Soumission Laherrère(4)

¹⁹³ Audition Bauquis

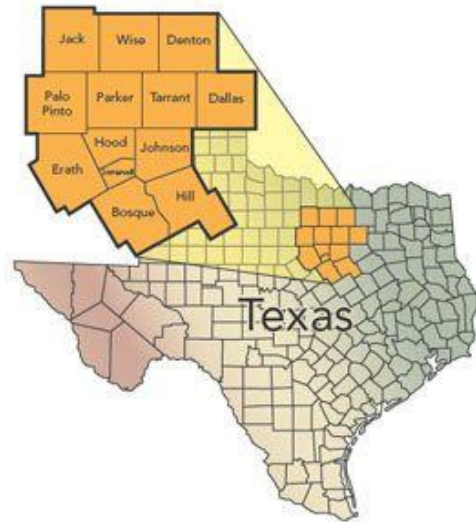
¹⁹⁴ Audition Bauquis

¹⁹⁵ Granite Wash est techniquement un réservoir compact, non une roche mère, mais a été ajouté par Hughes pour information.

Figure 50 : Carte IHS Petra Reimers 2008 des productions cumulées de gaz de schiste dans le Barnett (gauche); Situation du Barnett sur la carte du Texas (droite).

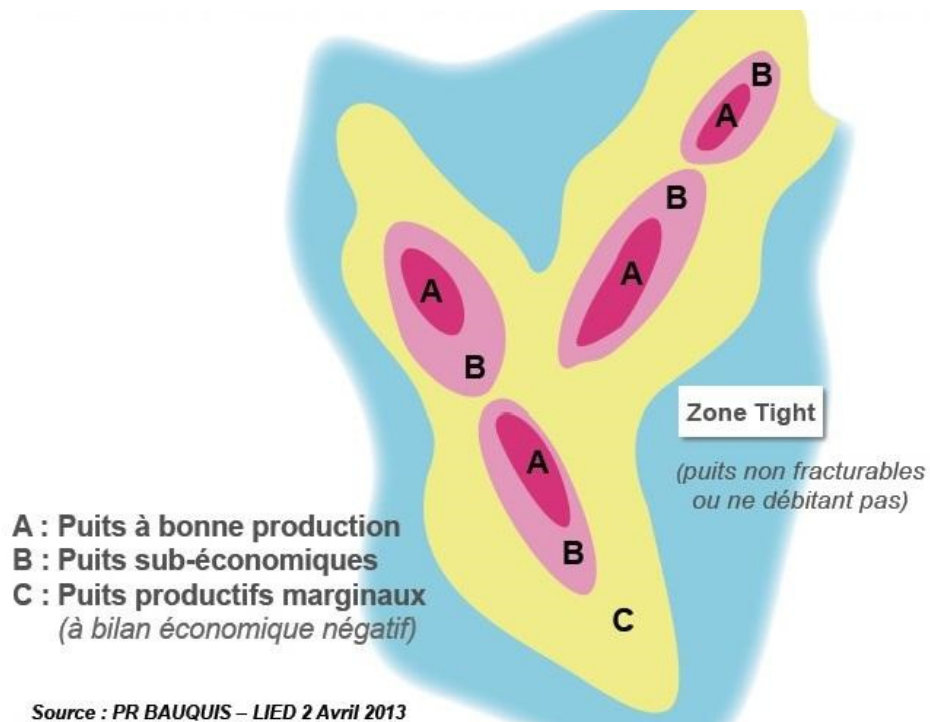


Source: IHS, extrait de l'audition Bauquis



Source: www.ogj.com

Figure 51 : Représentation simplifiée d'un play à gaz de roches-mères.



Source : audition Bauquis, présentation powerpoint

La Figure 51 représente schématiquement ce qu'on observe sur une zone de roches-mères en exploitation. Bauquis explique qu'on y trouve des zones trop compactes, avec trop peu de porosité et de perméabilité pour espérer sortir quoi que ce soit (zone en bleu dans la figure). On trouve des zones qui correspondent à des puits productifs marginaux (zone C en jaune), c'est-à-dire qu'il n'est pas possible de récupérer l'argent misé. Mais comme le forage a été effectué, la dépense est faite et on les produit quand-même (on récupère moins d'une fois le coût du puits). On trouve des zones sub-économiques (zone B en rose clair), où les puits rapportent un à trois fois leur coût, et enfin, la zone réellement intéressante (zone A en rose foncé), qui représente une petite surface par rapport au total, où on récupère entre trois et vingt fois le coût des puits¹⁹⁶.

Si on quadrillait systématiquement de puits les zones fracturables, affirme Bauquis, on aurait environ 60% des puits en zone marginale, 20% en zone sub-économique, et seulement 20% en zone économique, laquelle fournirait à elle seule environ 60% des productions cumulées. En résumé, presque 80% des puits sont soit non économiques, soit subéconomiques, et ce sont les 20% de bons puits qui paient toute l'opération¹⁹⁷. Hughes obtient des rapports similaires dans ses analyses des *plays* à gaz américains (pour Haynesville, 20% de la surface est en *sweet spots*)¹⁹⁸.

Bauquis estime que s'il était possible de déterminer avant de forer les différentes zones par la sismique, l'économie de ces nouveaux gaz et pétroles en serait profondément et favorablement modifiée, puisqu'on ne gaspillerait pas de l'argent à forer des puits qui se révéleraient a posteriori sub-économiques ou marginaux. "A l'heure actuelle, ce n'est pas encore possible, et tout l'effort des années qui viennent visera à mieux localiser les zones favorables. Si on arrive à améliorer leur localisation, cela permettra de contrebalancer les handicaps des pays hors États-Unis par rapport aux avantages des États-Unis. Si on n'y arrive pas, les handicaps des pays hors États-Unis seront tels qu'il y aura peu ou pas de production hors États-Unis. C'est un message clé"¹⁹⁹.

Profil de production d'un puits individuel

Les problèmes des hydrocarbures de roches-mères, premièrement, ce sont les **faibles débits**. Par rapport à de très bons puits de gaz comme les grands gisements de mer du Nord, on récupère presque 100 fois moins avec un puits de ce type. Pour récupérer autant qu'un puits classique, il faut donc 100 puits²⁰⁰.

Le second problème, ce sont les **déclins très rapides de ces débits**²⁰¹. La très faible porosité des roches-mères est en grande partie responsable de ces deux caractéristiques, car seul un faible volume de roches est drainé autour des fractures induites et naturelles²⁰². La Figure 52 présente une statistique sur plusieurs milliers de puits de pétrole du nord Dakota-Montana, et

¹⁹⁶ Audition Bauquis

¹⁹⁷ Audition Bauquis

¹⁹⁸ Soumission Hughes(1)

¹⁹⁹ Audition Bauquis

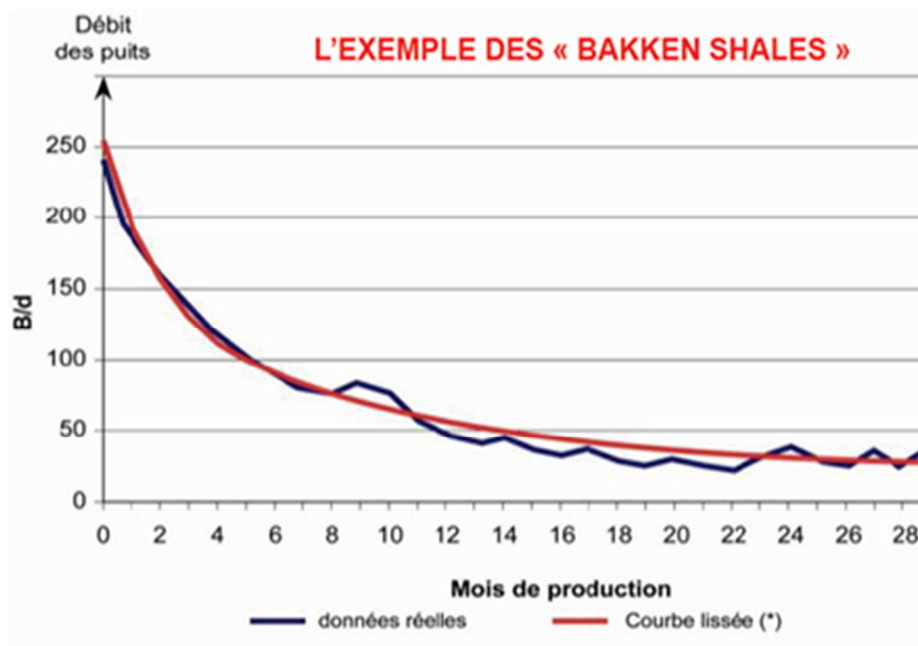
²⁰⁰ Audition Bauquis

²⁰¹ Audition Bauquis

²⁰² Soumission Hughes

qu'on appelle le Bakken. Bauquis note que ce sont des puits à petite production moyenne - 250 barils par jour au départ - et qui, au bout d'un an, tombent à 50 barils par jour, soit un déclin de 80%²⁰³. Hughes a évalué les taux de déclin des principaux *plays* des États-Unis. Ils sont très élevés, surtout en début de production : environ 80-90% de déclin dans les deux ans pour les *plays* à huile, et 80-95% dans les trois ans pour les *plays* à gaz²⁰⁴. Le déclin est plus lent par la suite.

Figure 52 : Profil du débit des puits du Bakken au cours des 28 premiers mois d'exploitation



Source : P. R. Bauquis - sept 2012 (Source: North Dakota et Montana - Ressources Departments: sommation des puits 2009 et 2010). Extrait de l'audition Bauquis, présentation powerpoint.

Profil de production d'un *play*

Que devient le profil de production d'un *play* lorsque la production des puits individuels est faible et décline aussi rapidement? Pour compenser les déclinés et obtenir des volumes significatifs, il faut, affirme Bauquis, “forer comme des fous, en permanence. Vous pédalez à toute vitesse. Vous forez les puits les uns derrière les autres et pour cela vous alignez des dizaines d'appareils de forage qui, chaque mois, changent d'emplacement. Il faut être en zone peu habitée pour ce type de production”²⁰⁵.

La Figure 53 illustre le phénomène. Chaque couleur représente l'évolution de la production des puits mis en production une année donnée. C'est la somme de petites productions unitaires, d'une multiplicité de puits, qui donne une courbe de production stabilisée, lissée, et durable dans le temps²⁰⁶.

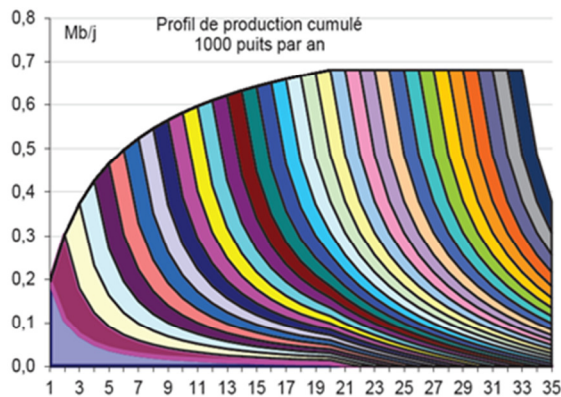
²⁰³ Audition Bauquis

²⁰⁴ Soumission Hughes(1)

²⁰⁵ Audition Bauquis

²⁰⁶ Audition Bauquis

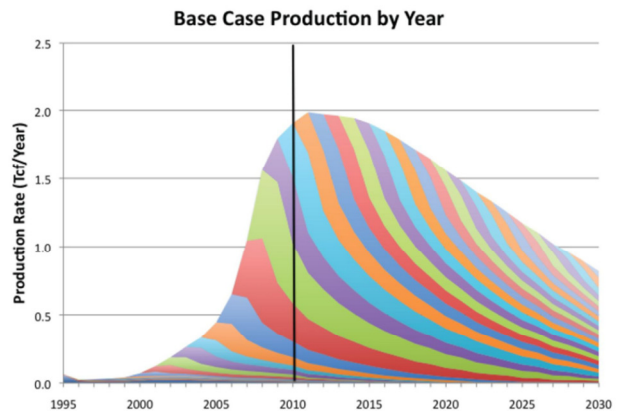
Figure 53 : Modèles de profils de production d'un play. A gauche, profil obtenu en forant chaque année 1000 puits dont le comportement est identique. A droite, profil obtenu en développant en priorité les meilleurs puits, d'après une étude prospective du Barnett).



Audition Bauquis

Source: d'après Guy Maisonnier, IFP Énergies Nouvelles, 3 octobre 2013

Note : chaque couleur correspond à une année de mise en production différente.



Soumission Hughes

Source: Bureau of Economic Geology/Univ. of Texas at Austin

Le graphique de gauche, présenté par Bauquis, représente un profil schématique où, chaque année, 1000 nouveaux puits sont mis en production. On suppose que les récupérations ultimes sont identiques quel que soit le puits²⁰⁷. A forage constant, on remarque que la production du play augmente très rapidement au début, puis ralentit pour se stabiliser sur un plateau qui se maintient tant que le rythme des forages se poursuit. Un arrêt des forages entraînerait un déclin très rapide de la production. Hughes a évalué le déclin annuel de la base productive des plays à huile et à gaz des États-Unis. Il serait d'environ 30-50%, c.-à-d. qu'entre 30 à 50% de la production doit être remplacée annuellement par de nouveaux forages pour garder un niveau de production constant. Pour les 5 premiers plays à gaz confondus, Hughes estime que ça correspondrait à forer 4500 nouveaux puits par an (en 2012), en supposant que les nouvelles zones forées seront aussi favorables que dans le passé²⁰⁸.

Par rapport au modèle de la Figure 53 (gauche), dans la réalité, la récupération ultime par puits et le rythme des forages ne sont pas constants, mais évoluent dans le temps. Après une phase de croissance, ils vont diminuer à mesure que les meilleurs sites sont forés, avec des rebonds en fonction des percées technologiques et du prix de l'énergie, ce dernier influençant très fortement le rythme des forages. A titre d'exemple, le graphique de droite représente une projection de production où varient forages et débits individuels; le plateau de production est ici très court²⁰⁹.

Les deux profils en Figure 53 sont des modèles. Mais on dispose également d'observations où le cycle de développement est pratiquement bouclé. Ainsi, la Figure 54 illustre sur le terrain les concepts développés précédemment : à la fois la **distribution inhomogène des puits**, le **déclin rapide des productions des puits individuels**, et le **profil d'une production**

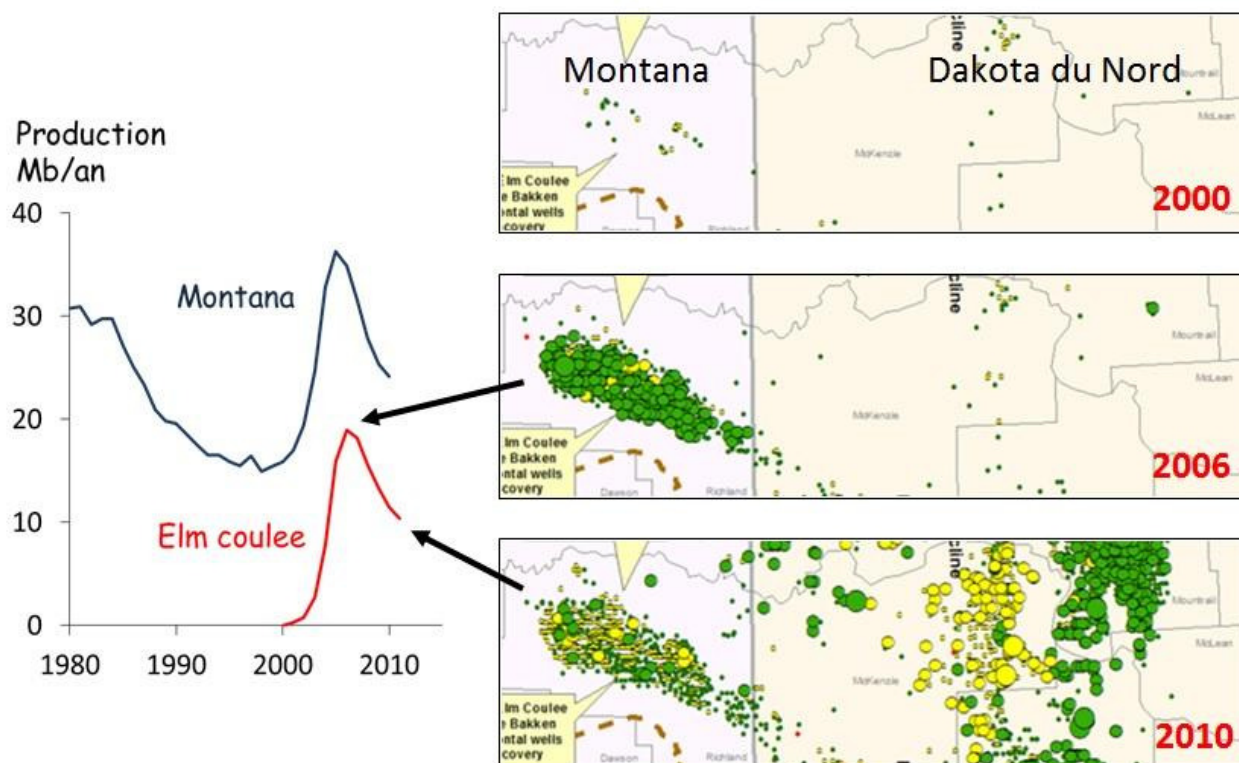
²⁰⁷ Audition Bauquis

²⁰⁸ Soumission Hughes(1)

²⁰⁹ Soumission Hughes(2)

régionale, ici sans plateau. Il s'agit d'un extrait d'une carte du Bakken, à cheval sur le Montana et le Dakota du Nord. On y voit la montée en puissance, puis l'effondrement très rapide, de la production d'Elm Coulee, situé au Montana. En 2000, la production y est quasi nulle. En 2006, elle atteint son pic, assurant la moitié de la production du Montana. En 2010, elle a déjà baissé de 45% par rapport au pic. Le cycle de développement fut donc très rapide. Tout cela s'est passé en 10 ans, sur une zone très étroite, bien définie, un *sweet spot*. Au moment où Elm Coulee décline, le Dakota du Nord prend la relève et se développe fortement.

Figure 54 : Profil de production pétrolière d'Elm Coulee entre 1980 et 2010.



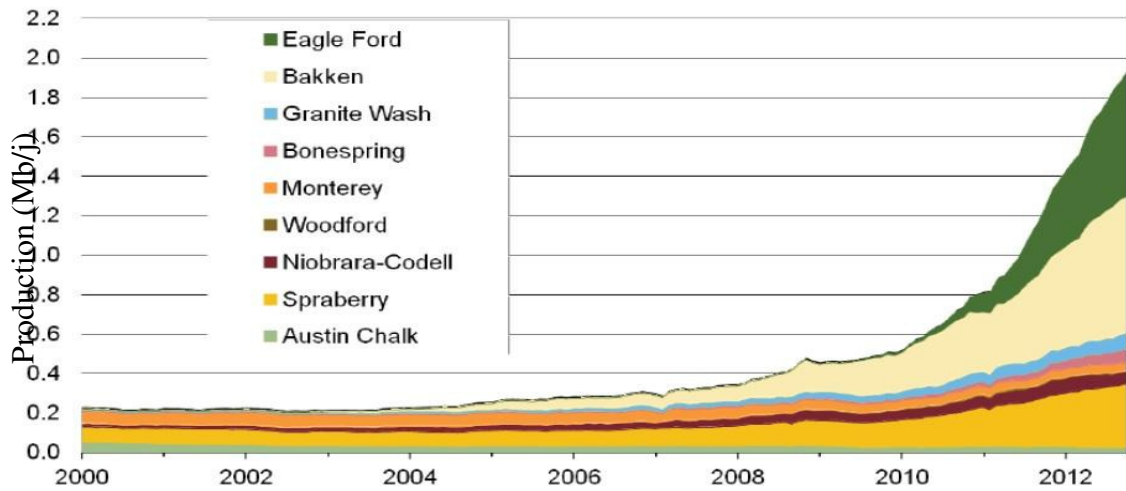
Source : graphique P. Brocorens, données et carte eia

Profil de production d'un pays

Le profil de production d'un pays est obtenu en superposant les profils de production des différents *plays*. La Figure 55 montre l'évolution de la production de pétrole de roches-mères aux États-Unis. Elle a augmenté de façon impressionnante, et constitue en 2012 environ 30% de la production américaine de brut+LGN²¹⁰. Cela a permis de renverser des années de déclin de production et d'augmenter de 30% la production (brut+LGN) par rapport au minimum historique atteint en 2008. En 2013, 2/3 de la production de brut provient de seulement deux *plays*: Bakken et Eagle Ford.

²¹⁰ Audition Bauquis

Figure 55 : Production de pétrole de roches-mères des principaux plays producteurs des Etats-Unis (en Mb/j).

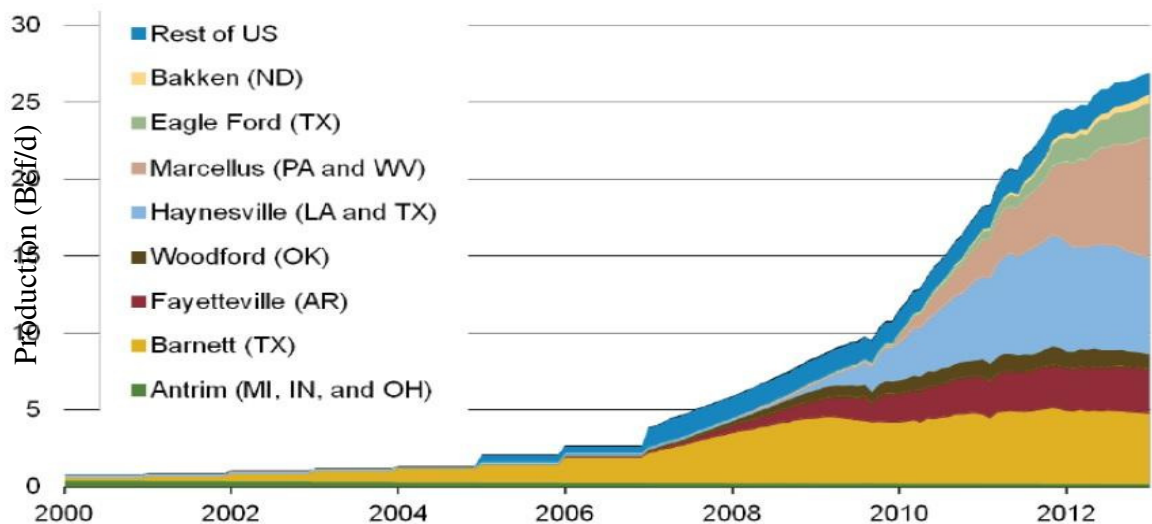


Guy Maisonnier 3 octobre 2013

Source: audition Bauquis, présentation powerpoint.

La Figure 56 montre l'évolution de la production de gaz de roches-mères aux États-Unis. La croissance a également été très rapide. De pratiquement rien en 2000, le gaz de roches-mères représentait en 2013 environ le quart de la production américaine de gaz naturel. Le play d'Haynesville, encore négligeable en 2007 était classé numéro un des gisements américains cinq ans plus tard. Avec Marcellus et Barnett, ils constituaient en 2012 les deux tiers de la production de gaz de roches-mères américain.

Figure 56 : Production de gaz de roches-mères (gaz sec) des principaux plays producteurs aux États-Unis (en Milliards de pieds cubes par jour).

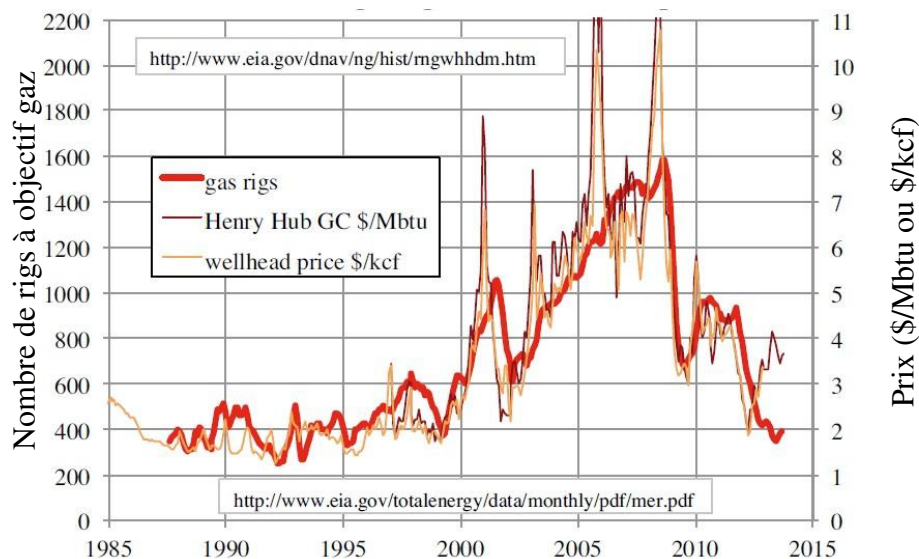


Guy Maisonnier 3 octobre 2013

Source: audition Bauquis, présentation powerpoint.

La production de plusieurs *plays* gaziers est maintenant sur un plateau ou en déclin (Figure 56), mais la cause est essentiellement d'ordre économique, les prix du gaz étant trop bas pour stimuler les forages. La Figure 57, explique Bauquis, montre la corrélation parfaite entre le nombre d'appareils de forage qui forent des objectifs gaziers et le prix du gaz à la tête de puits. Plus les prix sont élevés, plus il y a des forages. Mais plus il y a de forages, plus il y a des surproductions et plus les prix finissent par s'écrouler. C'est alors que le nombre de forages à objectifs gaz se met à diminuer. On voit ces deux facteurs s'autoréguler de façon fine, ce qui montre l'extraordinaire souplesse du système américain. Actuellement, les quatre cinquièmes des appareils forent pour du liquide et un cinquième fore pour du gaz. En 2007, les proportions étaient inversées. Et les *plays* à gaz qui continuent à se développer le mieux sont ceux où le gaz est humide (qui contient des LGN), ce qui améliore les performances économiques²¹¹.

Figure 57 : Corrélation entre prix du gaz et nombre d'appareils forant des objectifs gaziers aux États-Unis.



Source: Jean Laherrère nov. 2013, *soumission Laherrère(1)*

L'écroulement du prix du gaz est en partie lié à l'engouement soudain et rapide des investisseurs pour cette nouvelle ressource, dont le développement a pris les allures d'une bulle financière. Bauquis relate qu'au départ, ce sont de petits pétroliers indépendants qui se sont lancés dans cette affaire, avec l'aide financière de l'administration américaine. Les grands pétroliers, les majors - ExxonMobil, ConocoPhillips, Chevron, Shell, BP, Total - n'y ont pas cru. Arrivés tard sur l'affaire, ils se sont mis - essentiellement en 2011, puis début 2012 - à acheter massivement des droits à des indépendants américains qui ont joué le rôle de promoteurs, et qui ont presque fait le coup des subprimes, c'est-à-dire ont mis un puits par-ci par-là avant de vendre le terrain. Entre le deuxième semestre 2012 et le premier semestre 2013, les majors ont donc passé à peu près de 7 milliards de write-off de provisions pour perte sur les 15 milliards de dollars investis dans le secteur, car les débits et les prix de vente du gaz

²¹¹ Audition Bauquis

étaient plus bas que prévu²¹². Laherrère ajoute que les compagnies ont été obligées de forer pour maintenir les licences en vie, c.-à-d. maintenir les réserves dans leur bilan, un préalable nécessaire à la bonne tenue des actions en bourse. Tout cela a également aggravé la surproduction, la baisse du prix du gaz (4 à 5 fois moins cher que l'équivalent pétrole), et le torchage dans certaines régions (Dakota du Nord)²¹³.

Hughes a également relevé qu'au prix du gaz naturel, en 2012, les investissements effectués en forages ne sont pas couverts par les ventes. Il a fait le calcul suivant:

- Coût des forages pour maintenir la production à niveau: 42 milliards de dollar. (à cause des taux de déclin élevés, il faut remplacer annuellement 30 à 50% de la production, soit 7200 puits à forer)
- Chiffre d'affaires de la vente du gaz: 32,5 milliards de dollar. (à \$3.40/Mbtu, un prix en tête de puits supérieur à celui pratiqué la plupart du temps en 2012).

Avec des coûts de 42 milliards de dollars pour un chiffre d'affaires de 33 milliards de dollar, le bilan est négatif. Les puits à gaz humide s'accompagnent cependant de LGN qui améliore l'économie. Selon Hughes, les investissements en capital pour compenser le déclin de production devraient augmenter dans le futur, à mesure qu'on s'éloigne des *sweet spots* pour aller vers les zones moins favorables. L'écroulement des forages de gaz ne s'est pas encore traduit par un déclin significatif de la production, car il y a des délais entre le forage et la fracturation hydraulique et le raccordement au réseau. Mais, une fois que l'inventaire des puits forés mais non encore raccordés sera épuisé, la production de gaz de roches-mères devrait décliner et faciliter une montée des prix à l'avenir. Selon Hughes, l'idée que les prix resteront inférieurs à 5\$/Mbtu jusque 2026, comme projeté par l'EIA est une chimère²¹⁴. Bauquis estime également que le prix du gaz devra remonter jusque 5\$/Mbtu pour que l'extraction soit rentable²¹⁵.

Une partie des difficultés économiques récentes vient probablement du fait que très peu de pétroliers étaient familiers avec ces nouvelles structures de coûts, qui demandent des stratégies nouvelles. Bauquis explique que l'économie de ces pétroles est très différente de celle des pétroles et gaz conventionnels et est même à l'opposé de celle des autres non conventionnels, les extra lourds²¹⁶ :

En s'attaquant à ces deux familles de non conventionnels connues depuis plus de 50 ans, les industries pétrolière et gazière élargissent la base des ressources exploitées, en mettant en production des ressources de seconde qualité par rapport aux gisements conventionnels. Les bruts extra lourds et les bitumes sont de seconde qualité parce que le brut y est de seconde qualité, alors que les réservoirs sont bons. Les pétroles de roches-mères, c'est l'inverse. Ils sont de seconde qualité parce que les réservoirs sont de faible qualité, alors que les

²¹² Audition Bauquis

²¹³ Soumission Laherrère(4)

²¹⁴ Soumission Hughes(1)

²¹⁵ Audition Bauquis

²¹⁶ Les informations des paragraphes suivants proviennent de l'audition Bauquis

hydrocarbures sont de bonne qualité. Ces deux familles ont des points communs : une empreinte sur l'environnement et des consommations en énergie plus fortes que les pétroles conventionnels. Mais ils ont des **caractéristiques économiques opposées**.

- Les **extra lourds** ont une structure économique qui est comparable à celle d'une centrale nucléaire ou d'un barrage hydro-électrique, c'est-à-dire un investissement initial très important en capital, mais des coûts d'exploitation faibles, à peu près 80 % de coûts fixes qui sont des coûts de financement, et 20 % de coûts variables.
- Les **roches-mères**, c'est l'inverse. La mise en capital initial est faible: quelques rigs de forage mobilisés, qu'on peut arrêter pratiquement du jour au lendemain. Par contre, il faut forer sans arrêt, ce qui donne une structure des coûts semblable à celle d'une chaîne de montage automobile, à peu près 20 % de coûts fixes et 80 % de coûts variables.

1.5.7. Perspectives de production

Étant donné que les connaissances sur la géophysique et l'économie des roches-mères sont encore lacunaires, les conclusions sur le futur de la production de gaz et pétrole peuvent être très différentes d'un auteur à l'autre, même à partir d'observations et de données similaires. Ce chapitre compare les méthodes et points de vue des différents auteurs, et tente de mettre en évidence ce qui justifie l'optimisme des uns et le pessimisme des autres.

Les États-Unis étant le pays le plus avancé en termes de développement des hydrocarbures de roches-mères, ce sont les perspectives de ce pays qui seront abordées en premier lieu. Ensuite vient le reste du monde. Dans les analyses ci-dessous, le *play* du Bakken revient chez deux auteurs (Hughes, Laherrère). Il s'agit d'un des deux *plays* à pétrole les plus productifs des États-Unis, aussi son évolution est primordiale pour la compréhension du futur énergétique des États-Unis.

1.5.7.1. États-Unis

Pour ce pays, les auteurs se partagent en trois catégories concernant le futur de la production d'hydrocarbures de roches-mères:

- prudents: Hughes, Laherrère
- modérément optimiste: Bauquis
- optimiste: FPB

1.5.7.1.1. Point de vue de Hughes

Hughes est l'une des rares personnes à avoir effectué une analyse très détaillée de la situation américaine. Il a analysé les données de production de 65000 puits répartis sur 31 *plays* de roches-mères, qui sont disponibles dans la base de données DI Desktop/HPDI, largement utilisée par l'industrie et les gouvernements. Les conclusions de Hughes se basent essentiellement sur deux données:

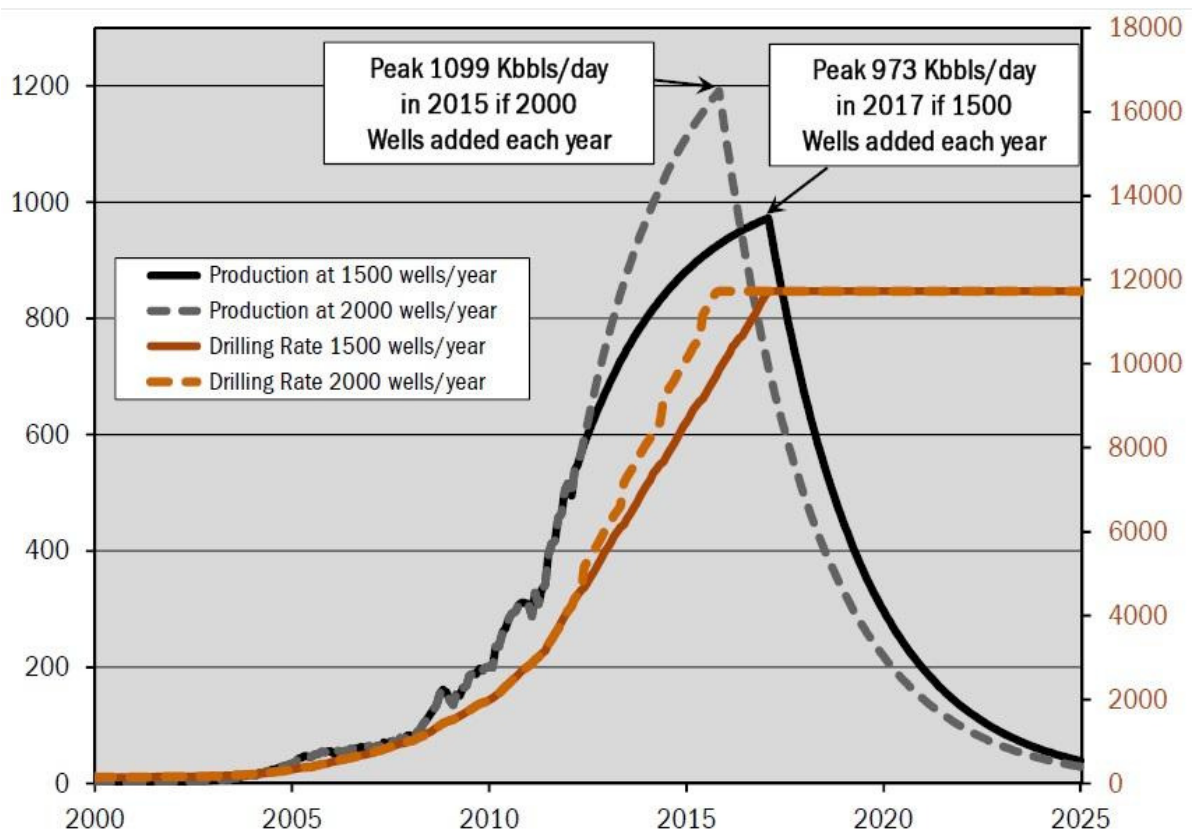
- **les profils de production des puits individuels** observés jusqu'à présent. A partir de ces données, il est possible d'estimer les niveaux de production initiaux moyens, les taux de déclin moyens, et les ultimes moyens (l'ultime étant l'aire sous une courbe de production, peut être estimé à partir des débits initiaux des puits et des taux de déclin). Hughes signale cependant que les estimations d'ultime par puits sont très incertaines, notamment parce que les taux de déclin ne sont pas uniformes dans le temps. Les estimations varient de 64.000 à 241.000 barils pour l'USGS, 550.000 barils pour l'EIA, et jusqu'à plus d'un million de barils selon certaines compagnies pétrolières (Hughes estime que ces derniers chiffres sont surévalués).
- **le nombre de sites disponibles pour le forage**, c.-à-d. le nombre total de puits qu'il est possible d'installer. Selon Hughes, à mesure qu'on épuisera les sites disponibles, le rythme de forage devrait ralentir et la production passer par un pic puis décliner. En 2010, l'EIA avait estimé le nombre de sites de forage potentiels pour différents *plays*: par exemple, environ 12.000 dans le Bakken²¹⁷, dont environ un tiers étaient déjà occupés en 2012. Hughes signale cependant qu'il n'y a pas non plus de consensus sur le nombre de sites de forages disponibles.

Reprenant les chiffres de l'EIA, Hughes a estimé la date du pic des *plays*, leur débit de production maximal et leur ultime, tout d'abord **en supposant que la récupération par puits et le rythme de forage restent constants** jusqu'à épuisement des sites potentiels. On se trouve avec les mêmes présupposés que dans la Figure 53 (gauche). On devrait obtenir une phase de croissance de la production puis un plateau. Cependant, pour les *plays* étudiés, Hughes n'arrive pas jusqu'au plateau, car le nombre de sites disponibles est insuffisant. Seule la phase de croissance est observée. Elle est suivie par un pic et un déclin rapide une fois les sites épuisés (voir une projection de l'évolution du Bakken en Figure 58). Dans le cas où le nombre de sites de forages s'avérerait plus important que prévu, il n'est pas impossible qu'on obtienne un plateau de production à un niveau semblable ou légèrement supérieur (à rythme de forage constant). Évidemment, le rythme des forages peut varier, et Hughes a montré qu'il influence très fortement le débit de production maximal (dans un rapport 1:1), mais peu la date du pic (2015 au lieu de 2017 si le rythme des forages augmente de 20%). Le rythme de forage n'influence pas l'ultime.

²¹⁷ y compris Three Forks

Les présupposés de Hughes pour sa simulation sont drastiques, et la simulation sert surtout à donner des ordres de grandeur (débits, ultimes) et estimer grosso modo une date de pic. Hughes écrit en effet que les profils de production (notamment celui en Figure 58) ne représenteront vraisemblablement pas la réalité, car il est peu probable que le forage se poursuive à rythme élevé jusqu'à ce que tous les sites disponibles aient été forés, puis s'arrête brusquement. Selon Hughes, il est plus vraisemblable que la production atteigne un pic plus tard à un niveau moins élevé, à mesure que le rythme de forage diminue, et que le déclin soit plus graduel, grâce à la refracturation des puits et la poursuite des forages jusqu'à épuisement des sites disponibles.

Figure 58 : Prévisions de production pétrolière du play du Bakken, en supposant que les puits sont forés au rythme de 1500 puits par an (rythme de 2012) ou au rythme de 2000 puits par an, jusqu'à ce que tous les sites disponibles soient forés.

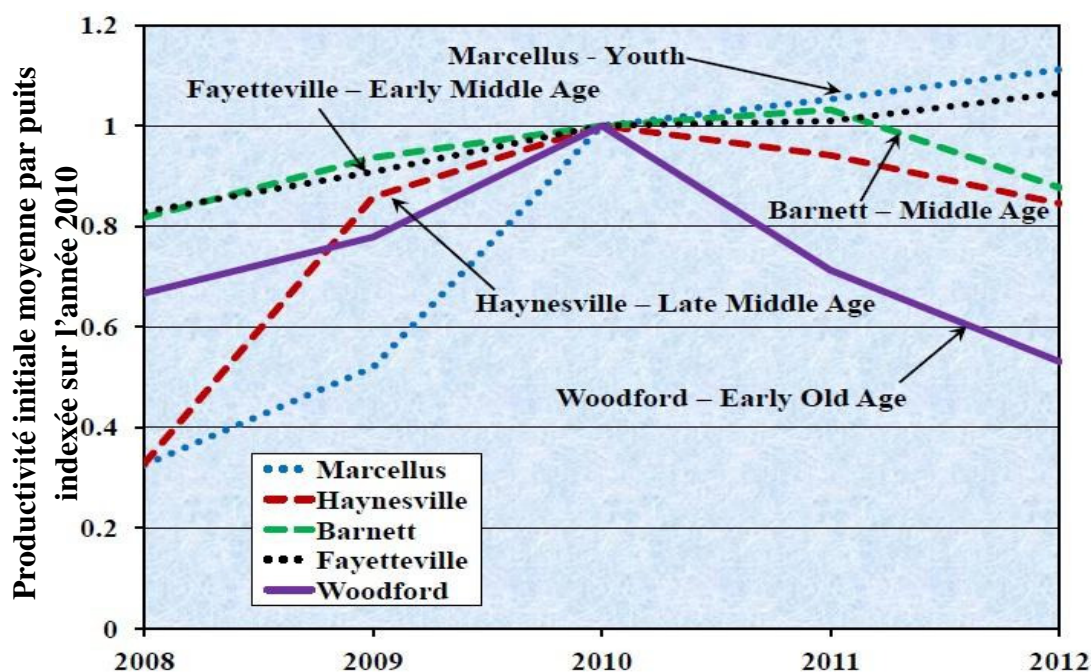


Note : Les deux scénarios supposent que les nouveaux puits sont de même qualité, et qu'il reste 11725 sites de forage disponibles, comme l'indique l'EIA. Dans les deux scénarios, la production décline après le pic à un taux de déclin global de 40%/an. (source: Soumission Hughes(1))

Un autre aspect sur lequel repose le pessimisme de Hughes, c'est l'**évolution du débit de production initial des puits**, qui est corrélée à l'ultime et à la rentabilité économique des puits. Hughes voit ainsi émerger un schéma de développement dans l'évolution des *plays* américains:

- Un play est identifié et c'est la course aux droits miniers.
- Un boom des forages s'ensuit, car les accords pour les droits miniers s'accompagnent généralement de clauses qui imposent de forer dans un laps de temps imparti. Cette première vague de forages définit les *sweet spots* et l'étendue du *play*, et conduit à une hausse rapide de la production. Les forages se concentrent sur les *sweet spots* - la productivité initiale par puits s'améliore. Ensuite, l'utilisation de meilleures technologies permet de maintenir la productivité, à mesure que les forages s'éloignent des *sweet spots* vers des zones moins favorables.
- Finalement, les meilleures technologies ne compensent pas les moindres qualités géologiques et la productivité des nouveaux puits décline.

Figure 59 : Évolution de la productivité initiale des puits horizontaux pour les 5 premiers plays à gaz des États-Unis.



Source: soumission Hughes(2)

Hughes estime que la productivité décline déjà dans 3 des 5 plays qui assurent 80% de la production de gaz de roches-mères américaine (-20% en 2 ans pour Haynesville, encore récemment le premier *play* américain, voir Figure 59). Un déclin de la productivité signifie que de plus en plus de puits sont nécessaires pour compenser les déclinés, et que la rentabilité économique se dégrade.

En conclusion:

Pour le **pétrole**, Hughes estime que la production américaine restera dominée par deux *plays* (Bakken et Eagle Ford), qui peuvent produire ensemble 5 Gb. Hughes estime que si les autres *plays* n'ont pas encore décollé, c'est que leur géologie est moins favorable; il suppose que leur production continuera de croître lentement (linéairement), c.-à-d. ne subira pas de révolution technologique majeure. Dans ce cas de figure, le pic des pétroles de roches-mères est proche - Hughes présente un scénario avec un pic en 2016 - et le déclin sera rapide. Selon lui, cela représente une bulle de production qui aura duré un peu plus de 10 ans.

Pour le **gaz**, Hughes ne fait pas de prévisions de production, mais selon lui, la production des *plays* matures devrait continuer à décliner, à moins d'une augmentation substantielle des forages, qui ne serait possible qu'avec des prix considérablement plus élevés. Le prix correspondant au seuil de rentabilité devrait augmenter avec le temps, dû à une dégradation des caractéristiques géologiques des roches-mères, à mesure que les pétroliers s'éloignent des *sweet spots*. Le gaz naturel ne devrait donc pas rester aussi bon marché qu'aujourd'hui dans le futur.

1.5.7.1.2. Point de vue de Laherrère

Laherrère a utilisé une méthode complètement différente de celle de Hughes, combinant une linéarisation de Hubbert pour estimer l'ultime, à la corrélation qui existe entre production et nombre de rigs, pour projeter l'évolution de la production pétrolière du Bakken. Il entrevoit un pic vers fin 2014 à 1 Mb/j pour le Bakken, soit pas loin de ce que prévoit Hughes (2015-2017 à 1,2-1 Mb/j), ou D. Coyne (2017 à 1,25 Mb/j), cité par Laherrère. Il supporte aussi son analyse par le fait que le nombre de rigs de forage diminue depuis plusieurs mois, ce qui, selon lui, devrait conduire à une diminution de la production avec un décalage d'environ 2 ans²¹⁸.

Concernant le **gaz**, Laherrère a fait les mêmes constatations que Hughes. Il estime que le shale gas US a toutes les chances d'être une bulle qui va disparaître dans quelques années, ainsi que les rêves d'exportation en gros volume de GNL bon marché. Le pire, écrit Laherrère, est que "ce rêve de gaz US bon marché en grand volume a modifié l'économie mondiale, faisant baisser le prix du charbon, arrêtant les projets tel que Shtokman [en Russie]. Le réveil va être pénible, car les espoirs de shale gas hors de l'Amérique du Nord ont du mal à se concrétiser. La rentabilité du shale gas nouveau aux US manque d'historique de production long terme"²¹⁹. "De plus les données sont souvent insuffisantes et l'EIA est déficiente sur ce point"²²⁰.

²¹⁸ Jean Laherrère, Oil Peak in North Dakota & Montana, 25 January 2014

²¹⁹ Soumission Laherrère(1)

²²⁰ Soumission Laherrère(4)

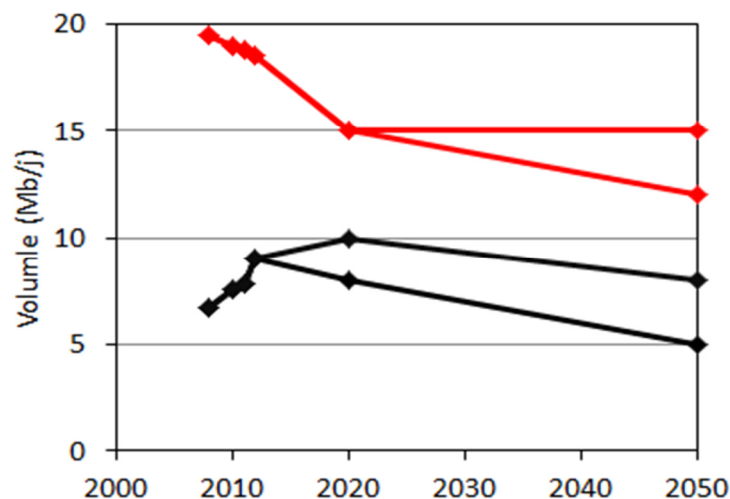
1.5.7.1.3. Point de vue de Bauquis

Bauquis n'a pas détaillé la méthodologie qu'il a utilisée pour supporter son analyse. Il estime que le futur repose en grande partie sur les progrès technologiques (géophysique, fracturation,...) qui seront effectués dans les dix ans qui viennent, entre 2015 et 2025, et qui diront si on en a pour 50 ans d'hydrocarbures de roches-mères ou si cela commence à décliner dans 20 ans. Il voit les nouveaux *plays* entrés en production récemment avec des productivités plus élevées qu'auparavant comme des signes encourageants²²¹.

Pour le **gaz**, en 2012, 50 % de la production américaine est du non-conventionnel (25% de gaz de roches-mères), et Bauquis estime qu'on va vers 75 % dans 20 ans, mais avec des prix plus élevés qu'aujourd'hui.

Pour le **pétrole**, Bauquis estime que les États-Unis n'atteindront pas l'indépendance, contrairement à ce que certains avancent, à moins qu'il y ait des progrès technologiques encore beaucoup plus rapide que ce qu'on peut imaginer aujourd'hui. La production des États-Unis (brut+LGN conventionnel et non-conventionnel) couvrirait 35 % de leurs besoins en 2008, couvre pas loin de 50% en 2013, et couvrira au mieux 75% en 2035, mais cela peut tout aussi bien redescendre à 50%. Bauquis estime que les incertitudes sont encore très grandes pour se prononcer sur le niveau de production possible dans 20 ans; il donne deux scénarios (bas et haut), avec un pic pouvant se produire entre maintenant et 2020 (Figure 60). Par contre, le facteur d'indépendance est amélioré, et selon Bauquis, cela change les priorités stratégiques des États-Unis et explique une partie de leur désengagement progressif du Moyen-Orient²²².

Figure 60 : Projections haute et basse de Bauquis concernant la consommation pétrolière (en rouge) et la production pétrolière (en noir, brut+LGN) des États-Unis.



Source: graphique P. Brocorens, données de l'audition Bauquis, présentation powerpoint.

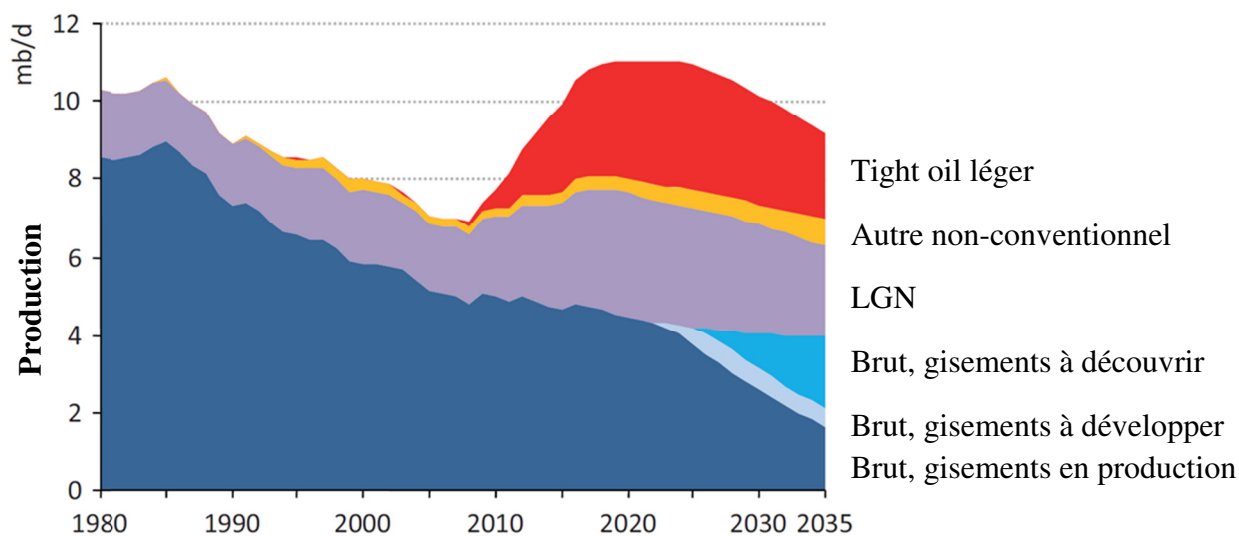
²²¹ Audition Bauquis

²²² Audition Bauquis

1.5.7.1.4. Point de vue de la FPB

La FPB affirme que “ces nouvelles ressources dites non-conventionnelles feront des États-Unis le premier producteur pétrolier mondial en 2015 (avec environ 11 mbj) et mèneront le pays vers l’indépendance énergétique à l’horizon 2035 [...]”.²²³ La FPB se base notamment sur les projections de l’IEA, qui prévoit effectivement une production de 11 Mb/j (brut+LGN, voir Figure 61) vers 2015. Cependant, à partir de cette date, l’IEA prévoit que la production va stagner pendant 10 ans, puis diminuer à partir de 2025.

Figure 61 : Projection de la production de pétrole aux États-Unis à l’horizon 2035 selon l’IEA (WEO2012).



Source : *iea, weo2012*

1.5.7.2. Europe et reste du monde

Les États-Unis constituent une exception unique au monde en termes de convergence de facteurs favorables à l’exploitation des hydrocarbures de roches-mères. Par exemple, Bauquis remarque qu’en termes de rigs de forages, on est dans deux mondes complètement différents si on compare l’Europe (une centaine de rigs), et les États-Unis (1800 rigs). Même en construisant ou important des rigs, affirme Bauquis, il sera vraisemblablement impossible d’en aligner un millier, car il faut les alimenter en sites de forages les uns derrière les autres. Il est nécessaire d’avoir des permissions presque un an à l’avance, car il faut seulement un mois pour forer un puits, ce qui fait une dizaine de puits par appareil et par an. Les administrations en Europe seraient sous tension, compte tenu de la complexité des dossiers, pour traiter les documents administratifs et délivrer des permis de forer pour plusieurs centaines d’appareils.²²⁴ Hughes anticipe lui aussi un développement des gaz de roche-mère plus lent en Europe, lié à des densités de population plus élevées et au régime différent d’accès au sous-

²²³ Soumission FPB

²²⁴ Audition Bauquis

sol, qui engendrent tous deux un niveau plus élevé d'opposition environnementale à la fracturation hydraulique.

Pour Bauquis, pour contrebalancer les handicaps des autres pays du monde par rapport aux avantages des États-Unis, il faudra améliorer la localisation des *sweet spots*, pour ne forer que des puits économiques. Si on n'y arrive pas, il y aura peu ou pas de production hors États-Unis. C'est un message clé²²⁵.

1.5.8. Les hydrocarbures de roches-mères, la fin du pic pétrolier?

Tous les auteurs qui se sont exprimés sur ce sujet s'accordent pour dire que l'impact des huiles de roches-mères sur le pic pétrolier mondial sera mineur:

- Campbell: “Il aura comme principal impact de ralentir la vitesse du déclin, mais aura peu d'influence sur le pic lui-même”²²⁶;
- Bauquis: “Les pétroles non-conventionnels changeront peu la date du “peak oil” mais adouciront fortement la pente du déclin de la production mondiale”²²⁷;
- Miller et Sorrell affirment qu'à la vue des données actuelles, la prise en compte du tight oil ne modifiera vraisemblablement pas leur conclusion concernant le pic pétrolier, en partie parce que les ressources semblent relativement modestes²²⁸.
- La FPB cite l'IEA, qui affirme que “L'augmentation du pétrole non conventionnel (dont le pétrole des réservoirs compacts) et des liquides de gaz naturel permet de combler le fossé grandissant entre la demande mondiale et la production de pétrole conventionnel” “Cependant, nous ne croyons pas que cette tendance - d'augmentation de la production de pétrole non conventionnel - continuera après les années 2020. Elle atteindra un plateau puis déclinera à cause de la taille limitée des ressources.... Ensuite nous aurons besoin d'une augmentation substantielle de la production de pétrole du Moyen-Orient qui est crucial pour répondre à l'augmentation de la demande”²²⁹.

²²⁵ Audition Bauquis

²²⁶ Soumission Campbell

²²⁷ Audition Bauquis

²²⁸ Soumission Miller et Sorrell

²²⁹ Soumission FPB

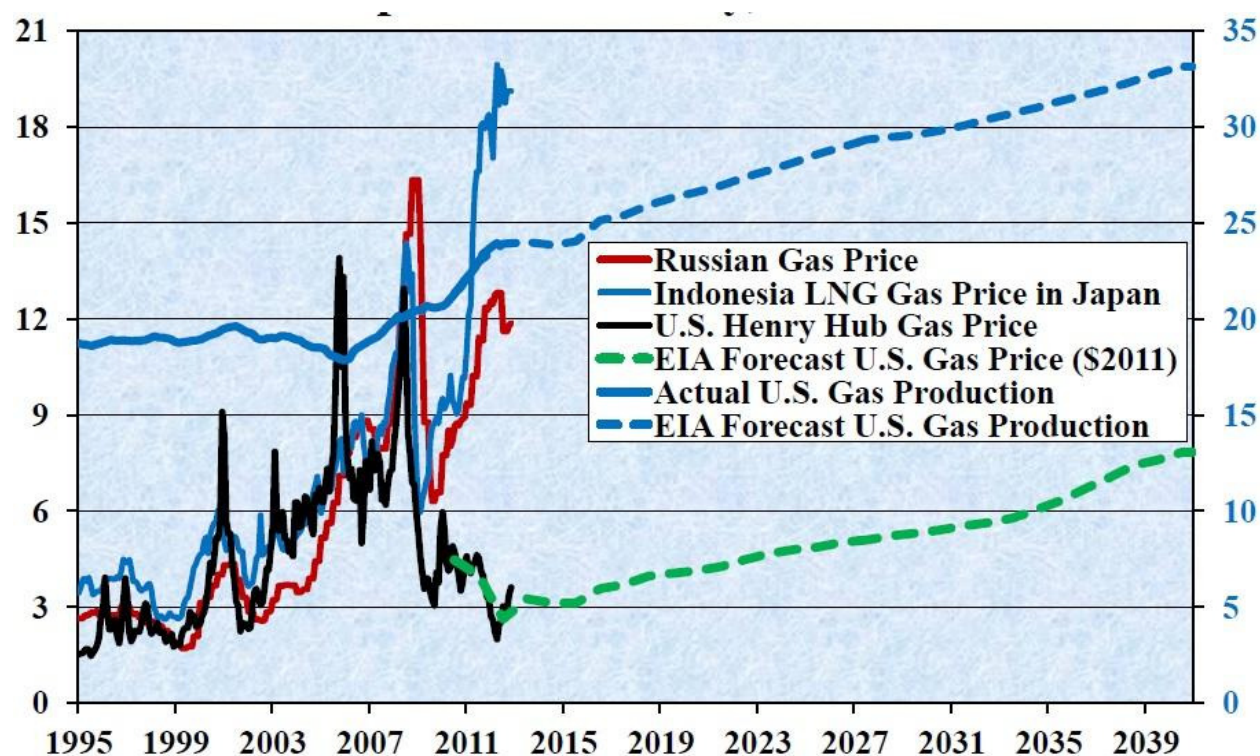
1.5.9. Conséquences économiques

1.5.9.1. A court terme

Il y a globalement un consensus entre les soumissions (FPB, essenscia, Cefic, Bauquis) traitant des conséquences économiques du développement récent des hydrocarbures de roches-mères américaines.

Pour le gaz, jusqu'en 2008, les prix étaient assez semblables en Asie, Europe et aux États-Unis, bien que les prix américains étaient plus volatils (voir courbe noire en Figure 62). Cette volatilité résultait du déclin de la production américaine. Les craintes d'une poursuite du déclin et la perte de compétitivité due aux prix volatils entraînèrent la délocalisation d'industries grosses consommatrices de gaz (engrais notamment), et l'installation de terminaux pour importer du GNL. Mais depuis 2008, le développement américain des gaz de roches-mères a surpris tout le monde par son ampleur, et **les prix entre blocs consommateurs ont complètement divergé: en 2013, les prix du gaz américain ne sont plus que le tiers du prix du gaz européen et le cinquième du prix du gaz en Asie** (Figure 62). Les entreprises reviennent sur le sol américain, et les terminaux conçus initialement pour importer du GNL sont modifiés pour l'exporter.

Figure 62 : Évolution historique du prix du gaz en Europe (rouge), au Japon (bleu) et aux États-Unis (noir).



Source: soumission Hughes(2); (data from EIA Annual Energy Outlook 2013, EIA, 2012; International Monetary Fund)

Les conséquences économiques de ce retournement complet de situation sont majeures, aussi bien pour les États-Unis que pour l'Europe. Tout d'abord, ces développements sont créateurs d'emplois dans l'industrie pétrolière et parapétrolière. Mais l'énergie étant un facteur de production essentiel, l'écroulement de son coût aux États-Unis améliore significativement la compétitivité de l'économie et des industries américaines dans leur ensemble (par exemple la sidérurgie et ses produits en aval, l'automobile, l'industrie aéronautique, etc.). Le Cefic, essenscia et la FPB pointent cette **perte de compétitivité de l'Europe face aux États-Unis**. La FPB cite Fatih Birol, qui affirmait fin 2013: "Les États-Unis verront leur part dans les exportations de biens à forte teneur énergétique augmenter légèrement tandis que la part combinée de l'UE et du Japon devrait reculer d'un tiers dans les secteurs très énergivores, comme la chimie, l'acier, le verre et le papier."²³⁰ Le Cefic indique qu'actuellement de nombreux investissements se font aux États-Unis dans des industries intensives en énergie (acier, aluminium, verre, engrais, pétrochimie) sur la base d'une disponibilité en gaz et matière première bon marché²³¹. Selon Bauquis, avec une énergie moitié moins chère qu'en Europe, les États-Unis vont inonder les marchés européens de produits américains qu'on n'a plus vu depuis très longtemps en Europe - "des voitures faites en Amérique, des avions faits en Amérique, de l'acier fait en Amérique, toutes choses dans lesquelles ils n'étaient plus compétitifs. Ils avaient été sortis de la compétition internationale, mais ils vont y revenir. Cela commencera par la pétrochimie et le raffinage. On verra arriver le polyéthylène américain qui obligera à fermer les unités de polyéthylènes européennes puis les engrais et les autres produits suivront"²³². **Parmi les secteurs fortement affectés par ces évolutions** se trouve la chimie, en particulier là où les hydrocarbures sont à la fois source d'énergie et matière première: **le raffinage, la pétrochimie et les engrais** (des industries importantes en Belgique).

Pour le **raffinage**, c'est surtout le développement des pétroles de roches-mères et non de gaz qui change la donne. Bauquis explique que les États-Unis ont longtemps été des importateurs nets de produits raffinés, mais depuis 2010, ils sont redevenus exportateurs nets de ces produits. C'est un changement considérable pour le raffinage européen parce que les trois quarts des importations américaines de produits raffinés se faisaient à partir de l'Europe. C'étaient des excédents d'essence européenne qui étaient vendus aux Américains, qui n'en ont désormais plus besoin. Au contraire, les Américains deviennent autosuffisants en produits raffinés et se mettent à exporter. Bauquis voit une surcapacité de 10 à 20 % dès l'horizon 2020 dans le raffinage européen. Pour lui, la seule façon d'en sortir, c'est de fermer à nouveau des raffineries en Europe, alors qu'une partie importante des raffineries européennes ont déjà fermé au cours des vingt dernières années²³³. Un constat similaire est dressé par la FPB, qui estime que les capacités de raffinage seront redéployées en Asie et au Moyen-Orient, et qui reprend les propos de l'IEA selon lesquels "les raffineries de l'OCDE, et de l'Europe en particulier, sont parmi les plus vulnérables"²³⁴.

²³⁰ Soumission FPB

²³¹ Soumission essenscia (Cefic)

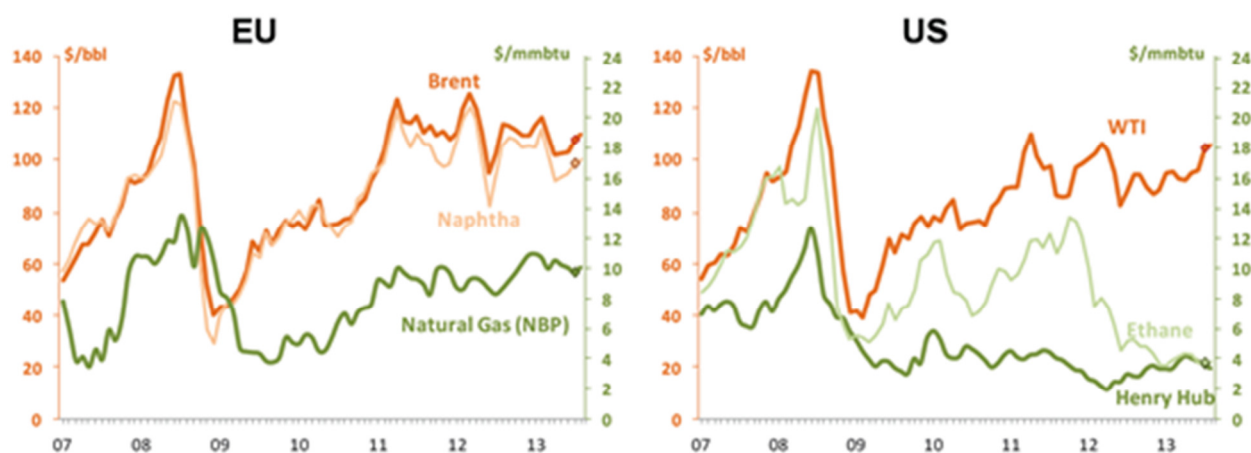
²³² Audition Bauquis

²³³ Audition Bauquis

²³⁴ Soumission FPB

Pour la **pétrochimie**, explique Bauquis, les gaz et pétroles de roches-mères s'accompagnent de coproduits qui sont la matière première de la pétrochimie. Aux États-Unis, c'est surtout l'éthane qui est utilisé. Son prix était auparavant corrélé au prix du brut (prix international), mais est à présent corrélé au prix du gaz sur le territoire américain. Ce changement de corrélation a entraîné une division par quatre de son prix. En Europe, c'est surtout le naphtha qui est utilisé, et le naphtha coûte autant que le pétrole brut (Figure 63). Les États-Unis se retrouvent donc avec une matière première, l'éthane, qui coûte trois ou quatre fois moins cher qu'en Europe. Selon Bauquis, la pétrochimie européenne est prise en étau entre la pétrochimie des États-Unis et celle du Moyen-Orient, où les coûts sont encore un peu plus bas qu'aux États-Unis. Cette contrainte est maximale pour l'éthylène, moins forte pour le propylène, le butadiène et pour certains autres produits de base²³⁵. Le Cefic fait des observations similaires, et ajoute que le bas prix du gaz aux États-Unis y entraîne la construction de nouvelles capacités de production d'éthylène qui, dans 3 à 5 ans, seront capable de produire l'équivalent de 35-50% de la demande européenne. La demande intérieure américaine ne pourra absorber tous ces nouveaux volumes, qui s'écouleront alors vers les marchés d'exportation, entrant en concurrence avec l'éthylène européen en Europe et sur les marchés d'exportation visés par l'Europe²³⁶.

Figure 63 : Évolution du cours du pétrole Brent, naphtha et gaz naturel en Europe (gauche), et du pétrole WTI, de l'éthane, et du gaz naturel (Henry Hub) aux États-Unis(droite) depuis 2007.



Source: audition Bauquis, présentation powerpoint.

Bauquis anticipe des restructurations inévitables en Europe dues à une surcapacité pour l'éthylène de 15 à 20 % dès 2020, et à sa très faible compétitivité²³⁷. Le Cefic estime aussi que l'industrie pétrochimique pourrait voir des délocalisations graduelles de sites de production européens vers les États-Unis et le Moyen-Orient, accompagnées d'impacts dans les investissements pour les sites de recherche-développement et les centres décisionnels européens. Le Cefic voit également des implications bien au-delà de la seule pétrochimie, car

²³⁵ Audition Bauquis

²³⁶ Soumission essencia(Cefic)

²³⁷ Audition Bauquis

la pétrochimie fournit les briques de construction de la plupart des produits chimiques, et c'est donc l'ensemble des filières en aval de la pétrochimie qui pourraient être affectées, dans un effet 'domino', entraînant une délocalisation graduelle hors Europe de ces filières²³⁸.

Pour les **engrais** azotés, le gaz naturel est à la fois source d'énergie et matière première, représentant jusqu'à 60-80% du coût total. Le Cefic indique que les fabricants d'engrais investissent dans de nouvelles capacités de production aux États-Unis (Notons qu'il s'agit d'un retournement majeur par rapport à la décennie 2000, où les fabricants d'engrais délocalisaient hors États-Unis à cause des incertitudes sur le gaz), ce qui pourrait inciter les exportateurs d'engrais situés dans les pays où le gaz naturel est bon marché (Russie, Ukraine, Moyen-Orient, Afrique), à chercher des alternatives au marché américain, par exemple l'Europe, où l'industrie des engrais se retrouverait sous pression²³⁹.

A ce tableau bien sombre vient tout de même s'ajouter un élément positif relevé par le Cefic: une amélioration de la liquidité des marchés du gaz, due au changement de cap des exportations de GNL, qui étaient destinées dans le passé aux États-Unis, et qui se déversent maintenant vers l'Europe et l'Asie. En Europe, donc, les prix sont élevés, mais ils auraient gagné en stabilité.²⁴⁰

1.5.9.2. A long terme

Sur le long terme, les avis sont partagés, principalement concernant la différence de prix entre gaz européen et américain. Certains estiment que le développement des gaz de roches-mères en Europe pourrait réduire cet écart (Cefic), d'autres que l'écart restera durablement élevé (Bauquis), d'autres enfin qu'il pourrait se réduire non par la baisse du prix du gaz en Europe, mais par la hausse du prix du gaz aux États-Unis (Hughes, Laherrère) :

- Le Cefic estime que le gaz de roches-mères constitue une opportunité pour l'Europe, permettant de créer des emplois, fournir une source concurrentielle de matières premières à l'industrie chimique, fournir une énergie bon marché, et renforcer la compétitivité industrielle de l'Europe²⁴¹.
- Bauquis est plus prudent, car il estime que le prix aux États-Unis restera proche ou en-dessous de la moitié du prix européen pendant peut-être 20 ans, et cela, quelle que soit la politique en matière de gaz et pétrole de roches-mères en Europe. Aux États-Unis, les prix doivent remonter jusqu'à au moins 5\$/Mbtu pour que l'exploitation soit rentable, mais en Europe, ce sera difficile de faire descendre le prix en dessous de 10\$/Mbtu. En Europe, les coûts de production sont probablement de l'ordre du double de ce qu'ils sont aux États-Unis. Et même si demain tous les pays d'Europe s'y mettent, la production ne sera jamais assez suffisante pour que l'Europe soit autosuffisante, et le gaz et le pétrole seront au prix international. Bauquis estime qu'on

²³⁸ Soumission essencia(Cefic)

²³⁹ Soumission essencia(Cefic)

²⁴⁰ Soumission essencia(Cefic)

²⁴¹ Soumission essencia(Cefic)

ne bénéficiera donc jamais d'un effet « prix » similaire à ce qui se passe aux États-Unis²⁴².

- Laherrère et Hughes estiment que le prix du gaz américain est voué à remonter significativement à moyen terme, ce qui pourrait réduire l'écart de prix entre continents²⁴³.

Citant un rapport de la Commission européenne, le Cefic avance que le développement du gaz de roches-mères pourrait cependant réduire la dépendance de l'Europe aux importations de gaz qui, sans les gaz de roches-mères, pourrait atteindre 80% d'ici 2040²⁴⁴. La production européenne de gaz conventionnel a en effet passé son pic et est en déclin.

²⁴² Audition Bauquis

²⁴³ Soumission Hughes(1), Laherrère(1)

²⁴⁴ Soumission essenscia(Cefic)

1.5.10. Conclusions

Le pétrole et les gaz de roches-mères (communément appelés « de schiste ») sont répartis en grande quantité un peu partout sur Terre, et sont connus et exploités à petite échelle depuis le XIXème siècle. Ce qui a permis le décollage récent de ces ressources, ce sont les prix élevés des hydrocarbures et la mise au point d'une technique d'extraction efficace. Mais dans la plupart des régions du monde, excepté aux États-Unis et Canada, on n'a pas beaucoup d'information sur leur potentiel en termes de volumes extractibles, de débits de production, et de rentabilité économique.

L'exemple américain apporte cependant les leçons suivantes :

Seules les roches-mères qui sont matures contiennent du gaz ou du pétrole, seule une partie des zones matures est fracturable, et seule une partie très faible de ce qui s'y trouve est récupérable. Par conséquent, certains *plays* sont très productifs, d'autres non; et à l'intérieur de ces *plays*, certaines zones sont très productives - on appelle ces zones des *sweet spots*, d'autres non. Et comme on ne sait pas déterminer les *sweet spots* sans forer, seule une partie minoritaire des puits est économiquement intéressante ; le reste est sub-économique ou non rentable, ce qui affecte la rentabilité de l'ensemble des puits. Les problèmes de ces hydrocarbures, ce sont les faibles débits, et les déclin très rapides de ces débits, surtout les premières années (80 à 90% de déclin dans les 2-3 ans). Il faut donc forer en permanence de nouveaux puits, des milliers chaque année aux USA pour maintenir la production à niveau. L'économie de ces hydrocarbures est à l'opposé de celle des autres pétroles non-conventionnels, les extra-lourds.

Deux grandes familles de pétroles non-conventionnels

Famille des huiles non-conventionnelles dans des réservoirs conventionnels	Famille des huiles conventionnelles dans des réservoirs non-conventionnels
pétroles extra-lourds et sables bitumineux ou asphaltiques	« Shale oil » et « Tight Oil »
économie comparable à celle du nucléaire ou de la grande hydraulique. (coûts fixes élevés, coûts variables faibles) → inertie par rapport au prix du gaz et pétrole	économie comparable à celle d'une chaîne de construction automobile travaillant en flux tendu (coûts fixes faibles, coûts variables élevés) → très réactif au prix du gaz et pétrole (Arrêt ou démarrage des forages du jour au lendemain)

Les Etats-Unis étant riches en *plays* situés un peu partout sur leur territoire, le développement rapide et simultané de ces *plays* a conduit à une surproduction, qui a entraîné une décote du brut américain (WTI) par rapport au Brent et fait s'écrouler le prix du gaz américain sous le

seuil de rentabilité. Depuis quelques années, le gaz est trois fois moins cher aux USA qu'en Europe. Ces développements constituent un handicap compétitif majeur pour l'Europe, en particulier dans les secteurs du raffinage, de la pétrochimie, et des engrais.

Le futur des hydrocarbures de roches-mères

États-Unis

Concernant le futur des hydrocarbures de roches-mères aux États-Unis, les pessimistes estiment qu'une fois les *sweet spots* forés, restent les zones à la productivité plus faible et aux conditions économiques moins favorables. Certains *plays* à gaz auraient déjà atteint ce stade de développement, et les deux principaux *plays* à pétrole seraient proches de leur pic. Les optimistes estiment que la technologie peut encore progresser et voient des signes encourageants dans les développements récents de certains *plays*.

Pour le **pétrole**, optimistes et pessimistes concordent cependant sur le fait que **les États-Unis devraient atteindre leur pic de production d'ici 2020, et n'atteindront pas l'indépendance pétrolière**²⁴⁵. Les auteurs divergent sur la vitesse du déclin.

Pour le **gaz**, optimistes et pessimistes concordent sur le fait que **le prix du gaz va remonter** pour relancer les forages et éviter le déclin de la production, lequel est imminent au rythme de forage actuel. Ils divergent cependant sur l'ampleur de la hausse des prix nécessaire - le seuil minimum est évalué à 5\$/Mbtu - et sur les conséquences de ces hausses de prix. Les pessimistes estiment que le gaz américain bon marché est une anomalie qui va disparaître dans quelques années, et que cette disparition va à nouveau bouleverser le paysage énergétique (par exemple, fin des projets d'exportation de GNL à partir des USA, réduction de l'écart de prix du gaz entre continents). Les optimistes estiment que le gaz américain bon marché est une tendance de fond qui durera des années, handicapant durablement l'Europe (et conduisant notamment à des restructurations inévitables dans la pétrochimie européenne).

A l'heure d'écrire ces lignes, le prix du gaz américain remonte. Il est au-delà de 5\$/Mbtu, et on devrait savoir au cours de cette année si les forages et les productions des *plays* gaziers repartent à la hausse.

Hors États-Unis

Hors États-Unis, certains auteurs considèrent que les développements seront lents et avec peu de production, sauf si on arrivait à améliorer la localisation des *sweet spots*. D'autre part, **en Europe**, les coûts de production du gaz de roches mère seraient le double de ceux des États-Unis. Ces facteurs font que **l'effet sur le prix du gaz devrait y être faible**.

Optimistes comme pessimistes s'accordent à dire que **les effets du développement des pétroles de roches-mères sur la date du pic pétrolier mondial seront faibles**.

²⁴⁵ Ne pas confondre indépendance pétrolière et indépendance énergétique.

1.5.11. Recommandations

Dans les **accords de libre-échange EU-US en discussion**, le Cefic considère qu'il faut viser à **augmenter les flux intercontinentaux de GNL et LGN vers l'Europe, y compris en provenance des États-Unis** (vraisemblablement pour limiter l'écart de prix entre Europe et États-Unis); Bauquis demande que les **négoceurs tiennent compte que la structure des coûts de production de l'industrie a radicalement changé** entre l'Europe et les États-Unis, de par la présence d'une énergie bon marché aux États-Unis.

Les positions sont contrastées sur la nécessité de développer les hydrocarbures de roches-mères en Europe. Ainsi, parmi les auteurs favorables se trouve la FPB qui, dans un mémorandum pour les élections 2014, demande les points suivants:

- permettre aux sociétés pétrolières de démontrer que l'exploitation des hydrocarbures de schiste peut se faire de manière maîtrisée et sûre pour l'environnement et dans le cadre d'un dialogue ouvert avec les autorités, les élus et les populations locales.
- Considérer que des décennies d'exploitation et de production de gaz ont permis à l'Europe de se doter déjà de règlements complets, encadrant tant l'octroi des permis que les conditions de protection de l'environnement.
- Prendre en compte, dans les débats en cours sur l'avenir énergétique de l'Europe, le potentiel offert par les hydrocarbures de schistes et d'évaluer tous les bénéfices économiques d'un développement de ressources nationales et européennes (balance des paiements, emploi et compétitivité, effet sur l'avenir des filières industrielles chimiques et pétrochimiques).
- Ne pas pratiquer de 'politiques de l'attentisme' en matière de développement des hydrocarbures de schistes parce que la pétrochimie est un secteur clé, précurseur de la bonne ou mauvaise santé de l'économie d'une région ou d'un pays.

D'autres auteurs, notamment Leboutte, recommandent de ne pas développer ces hydrocarbures. Ils évoquent l'augmentation des nuisances et risques environnementaux liée au grand nombre de puits à forer, ainsi que la nécessité de ne plus développer les combustibles fossiles carbonés de par leurs impacts environnementaux, en particulier sous forme de gaz à effet de serre (les risques environnementaux sont développés au chapitre 2.3).

2. CONSEQUENCES DU PIC PETROLIER

2.1. CONSEQUENCES ECONOMIQUES

2.1.1. Qu'est-ce que l'énergie ?

Du point de vue de l'**économiste**, l'énergie représente simplement un intrant industriel impliqué dans les activités économiques. Pour le **physicien**, l'énergie correspond à l'unité de mesure de la quantité de changement au sein de n'importe quel système. Ainsi, tout changement dans un système nécessite que de l'énergie soit impliquée en amont. Réciproquement, de l'énergie doit être utilisée pour qu'un système soit modifié. Ainsi, toute activité économique, biens ou services, requiert de l'énergie.

Plusieurs notions doivent être distinguées, à savoir l'**énergie primaire, finale et utile**. L'énergie primaire est celle qui se trouve dans la nature (par exemple, la biomasse), la finale est celle injectée dans des appareils (électricité) et l'utile est en sortie de ces appareils (mécanique). En outre, les différentes sources primaires ne présentent pas la même densité d'énergie, ni la même facilité de stockage. Par exemple, un liquide comme le pétrole est plus facile à stocker et à transporter qu'un gaz, il présente également une densité énergétique très élevée par rapport aux autres sources d'énergie, ce qui rend le pétrole tellement intéressant.

Selon les lois de la thermodynamique, l'énergie ne peut être ni détruite ni créée, mais peut simplement être transformée d'une forme en une autre. Ainsi, la perte d'énergie est un abus de langage faisant implicitement référence à la dissipation d'énergie sous forme de chaleur au cours de cette transformation, la chaleur étant considérée comme une forme dégradée d'énergie. Cet abus fait référence à la deuxième loi de la thermodynamique, qui introduit la notion de qualité de l'énergie. La partie utilisable de l'énergie a été appelée *exergie*²⁴⁶.

2.1.2. Rôle de l'énergie dans l'économie

L'énergie et l'évolution des sociétés sont étroitement liées. Le charbon a été l'un des principaux moteurs de la révolution industrielle et la disponibilité de pétrole a joué un rôle clé dans la propagation de notre mode de vie actuel. L'évolution historique de la société à travers le prisme de l'énergie ne sera pas abordée ici, mais on peut citer un article récent de Schlör et al. présentant l'évolution du métabolisme énergétique de la civilisation²⁴⁷.

Une branche de l'économie, l'économie écologique²⁴⁸ tend à modéliser l'économie à partir des lois de la thermodynamique exposées précédemment, considérant l'économie comme un sous-

²⁴⁶ Les informations de ce chapitre proviennent de la soumission Serkine.

²⁴⁷ Schlör, H., Fischer, W. & Hake, J.-F., 2012. The meaning of energy systems for the genesis of the concept of sustainable development. *Applied Energy*, Issue 97, pp. 192-200. Cité dans Soumission Serkine.

²⁴⁸ L'économie écologique ne se contente pas d'appliquer les analyses économiques classiques aux questions environnementales mais les remet en cause à partir de ces questions en intégrant les connaissances et méthodes issues de l'écologie. Ainsi, certaines études portent sur les flux de matières et d'énergie dans les systèmes économiques à l'instar des études sur ces flux dans les écosystèmes naturels. Source wikipedia.

système de la biosphère. Cette approche a été développée et améliorée par les économistes comme Nicholas Georgescu-Roegen ou Herman Daly. Le vif débat académique autour de la question de la possibilité d'atteindre une croissance économique dans un système fermé comme la terre est bien résumé par Ayres et Warr²⁴⁹:

"Pour résumer en peu de mots, son point clé [de Georgescu-Roegen] était que l'économie n'est pas une machine à mouvement perpétuel. Contrairement à la vision néoclassique standard, le système économique est un système matériel de traitement qui convertit des matières premières de haute qualité (faible entropie²⁵⁰) en biens et services, tout en se débarrassant et dissipant d'importantes et croissantes quantités de matériaux de haute entropie et en gaspillant de l'énergie (correspondant à la chaleur perdue). Les systèmes économiques des pays les moins avancés sont encore régis par l'énergie solaire transformée par les plantes (photosynthèse) en alimentation humaine et animale pour les travailleurs (humains et animaux). Les systèmes économiques des pays industriels avancés sont alimentés principalement par l'exergie qui a été capturée et accumulée des centaines de millions d'années auparavant sous la forme d'hydrocarbures fossiles".

Si on regarde à l'échelle mondiale, une augmentation du PIB se traduit bien par une augmentation de la consommation d'énergie primaire. La Figure 64 montre que la relation entre PIB et consommation d'énergie est restée linéaire au cours des 40 dernières années²⁵¹, ce qui signifie que sur cette longue période, toute variation du PIB s'est traduite par une variation proportionnelle de la consommation d'énergie primaire. Le couplage énergie-économie est donc très fort.

En se concentrant sur la consommation de pétrole, deux périodes distinctes peuvent être identifiées (Figure 65), séparées par les chocs pétroliers. Les deux périodes indiquent une relation linéaire entre la consommation de pétrole et le PIB, mais en raison des chocs (1973 et 1979), l'efficacité de l'utilisation du pétrole a augmenté (la pente de la droite a changé). Autrement dit, l'augmentation de PIB obtenue avec une augmentation donnée de la consommation de pétrole est plus grande après les chocs qu'avant, peut-être grâce à la substitution du pétrole dans les activités économiques à faible valeur ajoutée (comme la production d'électricité) par d'autres sources d'énergie, puisque la consommation mondiale d'énergie n'a pas été impactée (Figure 64). Les conclusions pour l'Union Européenne sont identiques²⁵².

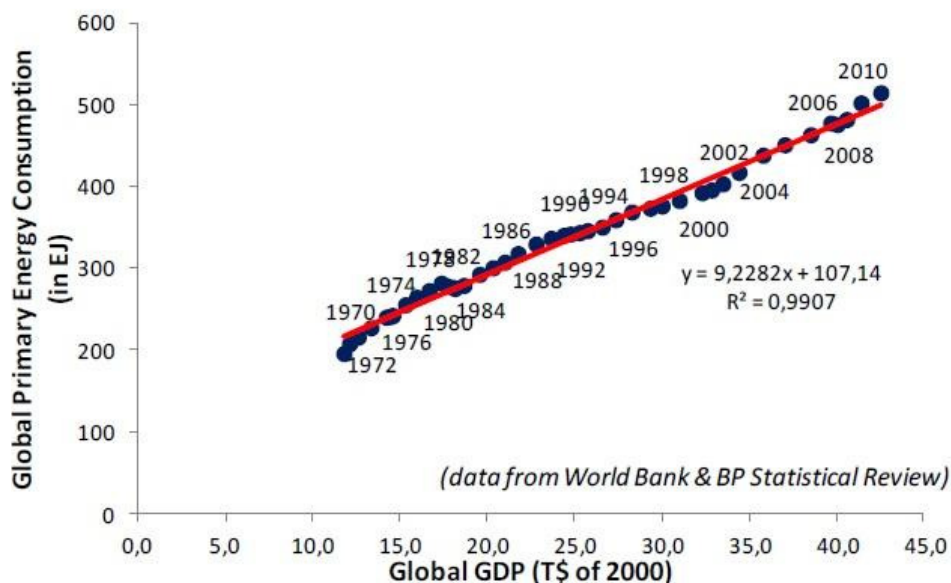
²⁴⁹ Ayres, R. U. & Warr, B., 2009. *The Economic Growth Engine: How Energy and Work Drive Material Prosperity*. s.l.:Edward Elgar Publishing. Cité dans Soumission Serkine.

²⁵⁰ L'entropie caractérise le degré d'organisation ou d'information d'un système. Au plus l'entropie est élevée, au plus le désordre est important.

²⁵¹ Soumission Serkine

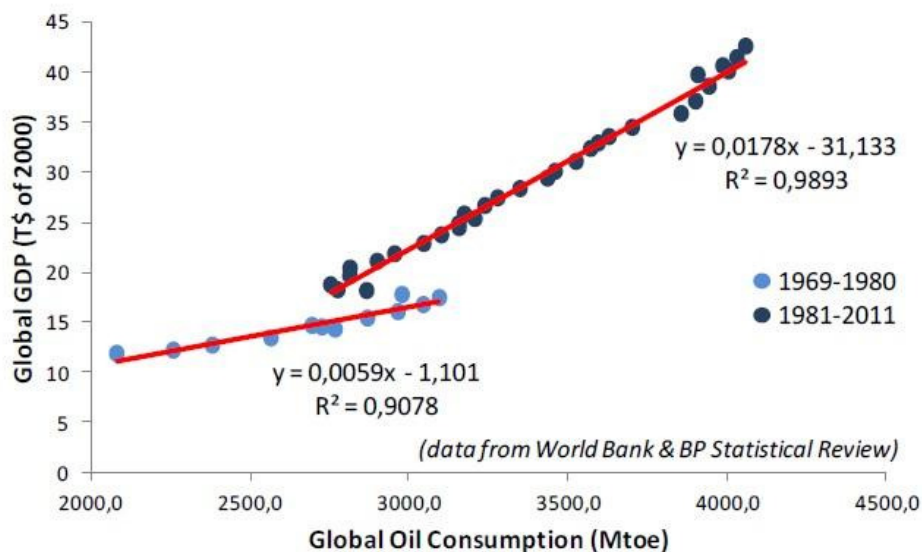
²⁵² Les informations de ce chapitre proviennent de la soumission Serkine

Figure 64 : Évolution de la consommation d'énergie primaire mondiale en fonction du PIB mondial sur la période 1969-2011.



Source: *soumission Serkine*

Figure 65 : Évolution du PIB mondial en fonction de la consommation globale de pétrole sur la période 1969-2011.



Source: *soumission Serkine*

2.1.3. Le pic pétrolier, frein à la croissance économique ?

Etant donné le couplage fort entre consommation d'énergie et économie, toute contrainte sur la consommation d'énergie (contrainte qui dans une économie de marché se manifeste par des prix de l'énergie plus élevés) peut se traduire par une contrainte sur la croissance économique.

Le prix du pétrole, écrit Serkine, est une variable importante pour l'économie mondiale à travers l'impact sur les coûts, et il peut donc déclencher une récession²⁵³. Il cite en ce sens les travaux de l'économiste James Hamilton²⁵⁴, qui estime que 10 des 11 dernières récessions aux États-Unis ont été causées ou amplifiées par une augmentation du prix du pétrole. Dans le cas particulier des États-Unis, les baisses du secteur de l'industrie automobile à la suite des hausses de prix du pétrole ont joué un rôle important dans les récessions correspondantes. Quant à la bulle immobilière de 2008, elle aurait été percée par une flambée des prix du pétrole²⁵⁵. Cette bulle a été créée par la vente de maisons à des personnes qui ne pouvaient pas se le permettre. La plupart du temps, ces maisons étaient loin du centre-ville. Ainsi, lorsque le prix du carburant a augmenté, la valeur des maisons a diminué (corrélation négative entre la valeur immobilière et la distance au centre-ville), et en même temps les emprunteurs ne pouvaient pas rembourser leurs prêts, comme ils ont dû utiliser une plus grande part de leur revenu pour se rendre au travail²⁵⁶. Bauquis estime également que la hausse du prix du pétrole qu'on a connue depuis 2004 a été un des facteurs majeurs de déstabilisation au plan macroéconomique, car beaucoup de pays ont vu leur balance des paiements se dégrader fortement du fait du coût des importations pétrolières ou gazières. En particulier, les pays européens auraient vu leur balance des paiements plonger, à l'exception de l'Allemagne et des Pays-Bas²⁵⁷.

Le rôle du coût de l'énergie dans la santé économique européenne est probablement sous-estimé et peu évoqué. Ainsi, Durand estime que "nous vivons déjà un "pic pétrolier" mou, dont la mollesse nous empêche de prendre la mesure. Il est probablement à l'origine du ralentissement de la croissance observé dans les pays développés"²⁵⁸.

Pour Kopits, le prix du pétrole devrait respecter trois règles afin d'éviter une récession²⁵⁹ :

- les dépenses de pétrole brut ne doivent pas dépasser 4% du PIB.
(part limite du PIB consacré au pétrole)
- le prix du pétrole ne doit pas augmenter de plus de 50% sur une année glissante.
(volatilité des prix)
- le prix du pétrole ne doit pas conduire à une baisse de la demande supérieure à 0,8% du PIB par an. **(inélasticité de la demande)**

Les valeurs seuils évaluées par Kopits concernent les États-Unis, mais ils varient d'un pays à l'autre et sont empreints d'incertitudes. C'est ainsi que d'autres économistes reprennent le

²⁵³ Soumission Serkine

²⁵⁴ Hamilton, J. D., 2013. Historical Oil Shocks. In: R. E. Parker & R. M. Whaples, eds. *Routledge Handbook of Major Events in Economic History*. New York: Routledge Taylor and Francis Group, pp. 239-265. Cité dans la Soumission Serkine.

²⁵⁵ Sexton, S., Wu, J. & Zilberman, D., 2012. How High Gas Prices Triggered the Housing Crisis: Theory and Empirical Evidence in California: the University of California Center for Energy and Environmental Economics. Cité dans la Soumission Serkine.

²⁵⁶ Soumission Serkine

²⁵⁷ Audition Bauquis

²⁵⁸ Soumission Durand

²⁵⁹ Kopits, S., 2009. *Oil: What price can America afford?*, New York: s.n. Cité dans Soumission Serkine.

premier argument de Kopits, par exemple des rapports de la Deutsche Bank²⁶⁰, ou un article de Fantazzini et al²⁶¹, et indiquent que les dépenses de pétrole des États-Unis ne devraient pas dépasser 4% à 6,5% du PIB (prix de gros ou de détail) sous peine de provoquer une récession. Malgré les incertitudes, l'enseignement principal qu'on peut tirer est qu'une volatilité importante du prix du pétrole, une chute brusque de la demande, ou une part croissante du PIB consacré au pétrole sont des facteurs de risque pour la croissance économique, particulièrement lorsque ces phénomènes ont lieu simultanément.

A quoi correspond ce seuil de 4% du PIB consacré au pétrole ? A l'heure actuelle, il devrait se trouver vers 100\$/b (voir Figure 66), ce qui transparait dans certaines soumissions. Bauquis écrit en effet qu'à 100\$/b, tous les pays européens ont été obligés d'augmenter leurs dettes, créant une limite macroéconomique à l'augmentation du prix²⁶². Kopits situe également ce niveau à 95-100\$/b(Brent) aux USA²⁶³. Notons qu'au contraire de l'OCDE, la Chine, le Moyen-Orient et l'Inde continuent à augmenter leur consommation de pétrole, ces pays pouvant supporter plus facilement des prix élevés. Selon Kopits, le niveau que pourrait se permettre la Chine serait de 115-120 \$/b (Brent).

Dans un document de 2012²⁶⁴, nous avons présenté un indicateur de risque économique basé sur l'existence supposée d'un seuil de PIB consacré au pétrole au-delà duquel l'économie US tombe en récession. S'agissant du premier critère utilisé par Kopits et d'autres auteurs cités dans les soumissions, il apparaît utile de compléter les soumissions par cette analyse de 2012.

Cette analyse se distingue par la prise en compte des incertitudes sur les estimations du seuil d'entrée en récession (entre 4 et 7,5 % du PIB consacré au pétrole, selon les études et l'influence conjuguée d'autres facteurs). Au lieu de « choisir » un seuil, trois zones de risque pour l'économie ont été délimitées.

Les zones de risque sont délimitées sur la Figure 66 par les lignes orange et rouge, qui représentent les prix du baril auxquels respectivement 4 et 6 % du PIB US sont consacrés au pétrole²⁶⁵. Le seuil de 4 % est le plus bas niveau rencontré dans les études similaires^{266,267}. On considérera qu'en dessous de 4 % du PIB, le risque de récession induite par le pétrole est

²⁶⁰ Paul Sankey, David T. Clark, Silvio Micheloto, Deutsche Bank, The End of the Oil Age, 2011 and beyond: a reality check, 22 décembre 2010; Paul Sankey, David T. Clark, Silvio Micheloto, Deutsche Bank, The Peak Oil Market, Price dynamics at the end of the oil age, 04 octobre 2009.

²⁶¹ Fantazzini, D., Höök, M. & Angelantoni, A., 2011. Global oil risks in the early 21st century. Energy Policy, Issue 39, pp. 7865-7873. Cité dans Soumission Serkine.

²⁶² Audition Bauquis

²⁶³ An Interview with Steven Kopits, ASPO USA, 01 May 2013; <http://peak-oil.org/dev/?p=11681>

²⁶⁴ P. Brocorens, Pic pétrolier : vers un indicateur de risque économique, avril 2012.

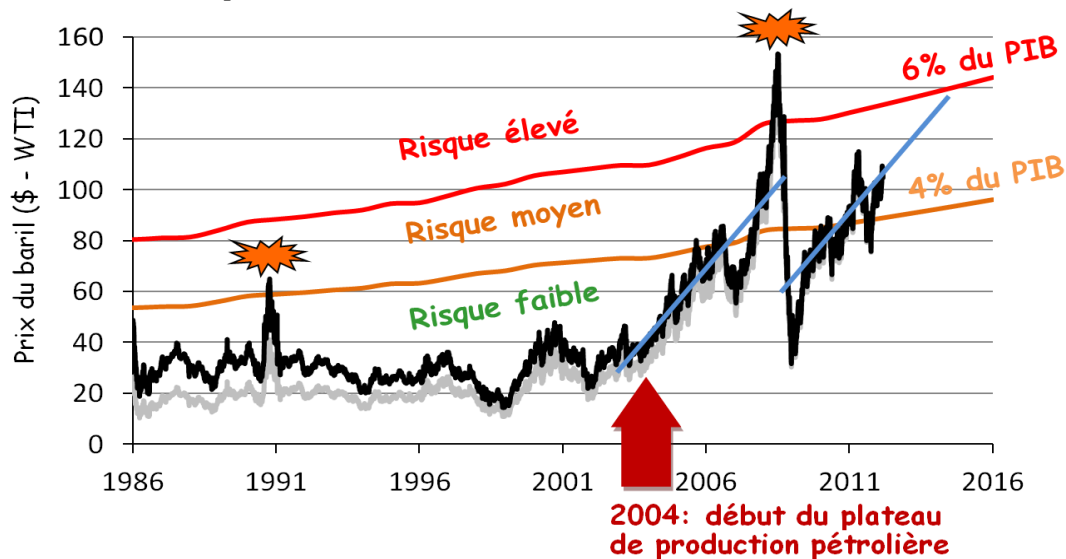
²⁶⁵ Avant 2011, les courbes ont été calculées sur base du PIB US (World Bank) et prix spot du pétrole WTI (EIA). A partir de 2011, les prix ont été calculés en supposant une amélioration de l'intensité économique du pétrole de 2%/an. Les prix ont été ajustés pour l'inflation (en \$2011 – USBEA conversion chained \$2005).

²⁶⁶ Paul Sankey, David T. Clark, Silvio Micheloto, Deutsche Bank, The End of the Oil Age, 2011 and beyond: a reality check, 22 décembre 2010; Paul Sankey, David T. Clark, Silvio Micheloto, Deutsche Bank, The Peak Oil Market, Price dynamics at the end of the oil age, 04 octobre 2009.

²⁶⁷ Chris Skrebowski, conférence ASPO9, avril 2011 ; Chris Skrebowski, A brief economic explanation of Peak Oil, ODAC newsletter, 16 septembre 2011.

faible. Le seuil de 6% est légèrement inférieur au niveau atteint en 1973 et à celui prévu par la Deutsche Bank pour le déclenchement de la prochaine crise économique. Entre 4 et 6 % du PIB, le risque sera donc considéré comme moyen. En 1990, une rapide et brève apparition du prix du pétrole dans cette zone à l'occasion de l'invasion du Koweït par l'Irak a suffi à plonger l'économie US en récession. Au-delà de 6% du PIB, le risque devient élevé. Dans cette zone se trouvent les récessions qui ont suivi les hausses de prix de 1973, 1979 et 2008.

Figure 66 : Evolution du prix²⁶⁸ du pétrole et zones de prix correspondant à un risque faible, moyen ou élevé pour l'économie US de tomber en récession. Les flashes orange représentent les récessions liées au pétrole.



Source : P. Brocorens

L'indicateur proposé ne tient pas compte de nombreux facteurs influençant l'économie, tels que la vitesse de fluctuation des prix pétroliers, l'état de l'économie au moment des variations de prix, la proportion du pétrole consommé qui est importée et celle qui est produite localement, l'humeur des consommateurs, et les délais de réponse de l'économie aux contraintes de prix, délais permis notamment via l'endettement. Pour ces raisons, la récession pourrait aussi démarrer dans une autre région du monde que les Etats-Unis. Les prix du pétrole indiqués ici ne sont également qu'indicatifs (ils correspondent au prix spot du WTI, par exemple plus bas que le Brent de Mer du Nord, de 21,5 \$ au 04/04/2012).

Cependant, cet indicateur permet d'établir une gradation des risques énergétiques qui pèsent sur l'économie, et il apparaît que les prix du pétrole sont déjà bien établis en zone « risque moyen ».

On notera que les prix du pétrole correspondant aux seuils des 4 et 6% du PIB US consacrés au pétrole augmentent avec le temps (les lignes orange et rouge en Figure 66 ont une pente positive). Cette augmentation correspond au taux d'amélioration de l'intensité économique du pétrole (IEP) de l'économie. L'IEP correspond à la quantité de PIB produite par baril de

²⁶⁸ En noir, prix corrigés de l'inflation (\$2011) ; en gris, prix courants.

pétrole, et l'IEP s'améliore d'environ 2 %/an en moyenne sur le long terme. Kopits avance des chiffres similaires, estimant que l'IEP s'améliore entre 1,2 et 3% par an selon le prix du pétrole, dans un environnement de croissance économique²⁶⁹.

Deux conséquences importantes émergent de ce constat :

- Toute croissance économique supérieure à l'amélioration de l'IEP se traduit par une hausse de la consommation de pétrole. Inversement, une croissance économique inférieure à l'amélioration de l'IEP se traduit par une baisse de consommation. En première approximation, le taux de croissance du PIB est en effet égal au taux de croissance de la consommation de pétrole additionné du taux d'amélioration de l'IEP. Par exemple, si l'IEP continue de s'améliorer d'environ 2 %/an en moyenne mondiale dans un scénario de plateau de production (taux de croissance de la consommation de maximum 0 %/an), la croissance du PIB est attendue à maximum 2 %/an.
- Améliorer plus rapidement l'IEP que ce qui a été observé par le passé permettrait une croissance économique plus élevée dans un contexte de pic pétrolier, et relèverait le seuil de prix du pétrole entraînant un risque de récession. L'économie pourrait supporter des prix plus élevés du pétrole, et permettre à l'industrie pétrolière de développer des ressources plus coûteuses, mais vraisemblablement dans un contexte de réduction de la consommation de pétrole dans les économies avancées. Tous les acteurs pétroliers ne seraient pas favorisés.

Des mesures visant à améliorer l'IEP, c.-à-d. à réduire le poids du pétrole dans l'économie, sont discutées dans la section 2.2 (Solutions).

En termes de pure modélisation économique, les travaux de Michael Kumhof (FMI), sont d'un grand intérêt, notamment en ce qui concerne la modélisation de **l'impact du marché du pétrole sur la croissance mondiale**. Dans un article de 2012 intitulé "The Future of Oil: Geology versus Technology"²⁷⁰, l'auteur aborde entre autre deux questions qui pourraient avoir un impact significatif sur le marché du pétrole en cas de croissance de l'offre beaucoup plus faible que scénarisée, à savoir **l'importance réelle du pétrole dans le PIB** (sachant que l'approche classique en économie consiste à évaluer l'impact d'une hausse du prix en fonction de la part que le pétrole représente dans les coûts, cette approche ayant été critiquée par divers auteurs, comme Reiner Kummel), et la **substituabilité du pétrole avec les autres facteurs de production**. **La prise en compte de ces deux éléments tendrait à amplifier l'impact d'une baisse de la disponibilité en pétrole sur le PIB mondial**. Dit autrement, il y a de fortes chances pour qu'une baisse de la production de pétrole entraîne une baisse du PIB mondial plus importante que ce que les modèles révèlent, en partie du fait de la probable dépendance du progrès technique à la disponibilité en énergie.

Une autre publication co-rédigée par Kumhof et un de ses collègues du FMI, Dirk Muir, intitulée "Oil and the world economy: some possible futures"²⁷¹, s'attarde sur l'évaluation de

²⁶⁹ Soumission Kopits

²⁷⁰ Soumission Kumhof

²⁷¹ Soumission Kumhof

l'impact d'une contrainte continue de l'offre pétrolière, à travers l'utilisation d'un modèle macroéconomique. Dans cette modélisation, la substituabilité du pétrole et des autres facteurs de production décline à mesure que l'utilisation de pétrole diminue dans l'un des trois scénarios étudiés (afin de prendre en compte la dépendance du progrès technologique à la disponibilité en énergie, et en particulier du pétrole), et le pétrole est considéré comme un facteur de production au même titre que capital et travail. Dans un autre scénario, une limite à la substituabilité est également intégrée au modèle afin de prendre en compte la limite entropique. Il ressort de cette publication que, si la croissance de la production de pétrole ne décline que modérément et que l'approche classique selon laquelle la part du coût d'un intrant reflète bien l'importance économique de cet intrant, alors la conséquence sur la croissance mondiale reste très modeste. En revanche, **si la production de pétrole évolue dans le futur selon les projections les plus pessimistes de la littérature scientifique, ou si l'importance économique du pétrole est sous-estimée par l'approche par les coûts** (comme l'affirment certains auteurs de la littérature scientifique), **alors les conséquences sur le PIB mondial peuvent être dramatiques.**

Pour compléter cette section, il est nécessaire de mentionner la soumission d'Olivier Vermeulen. Dans le document qu'il nous a transmis, à savoir son mémoire de master réalisé dans le cadre de l'obtention du grade d'ingénieur civil mécanicien²⁷², Vermeulen modélise les gains d'efficacité énergétique réalisables au niveau de l'économie globale (modélisation théorique utilisant une fonction exponentielle à laquelle sont intégrées une borne minimale et maximale), et en utilisant des projections énergétiques basées sur des hypothèses "simples" (croissance des énergies renouvelables jusqu'à saturation vers 2200, stabilisation du nucléaire au niveau actuel, et déclin symétrique à leur croissance des énergies fossiles à partir de maintenant pour des raisons de lutte contre le changement climatique), il en déduit des courbes de croissance économique mondiale. Plusieurs courbes sont fournies, reprenant plusieurs scénarios différents basés sur des études prospectives des progrès techniques envisageables (IEA et étude "Vers une Wallonie Bas-Carbone en 2050). Il en ressort que le PIB mondial devrait décroître jusqu'aux alentours de 2070 (chute de 17 à 25% par rapport à 2011), puis recroître pour se stabiliser vers 2200 à un niveau supérieur au niveau actuel. Le creux vers 2070 vient du fait que les énergies fossiles dans les projections auront diminué drastiquement à cet horizon, et que les sources renouvelables ne seront pas encore suffisamment développées pour compenser cette baisse.

Dans un dernier temps, Vermeulen prend le problème dans l'autre sens, et s'interroge sur la quantité d'énergie nécessaire afin d'éviter ce creux, tout en amenant le PIB à sa limite haute à l'horizon 2200. La variable d'ajustement en termes d'énergie est l'énergie de sources fossiles. Selon cette étude, il serait possible d'éviter le déclin du PIB à l'horizon 2070 en ayant recours de manière plus significative aux énergies fossiles et carbonées, mais l'auteur précise que dans ces conditions "La réduction des énergies fossiles dans cette solution énergétique est beaucoup trop lente pour répondre aux problèmes climatiques."

²⁷² Soumission Vermeulen

Il conclut son mémoire en écrivant qu' "Il est donc raisonnable de prévoir une diminution de la consommation économique par personne dans les décennies à venir afin de ne pas engendrer un désastre climatique." Dit autrement, Vermeulen présente la chute du PIB mondial comme un choix à faire pour des raisons climatiques, et non comme une conséquence de la contrainte énergétique. Il est à noter cependant que, comme il le précise au cours de son étude, Vermeulen ne tient pas compte des autres contraintes pesant sur le système productif, comme la raréfaction des matériaux, la pollution, les instabilités politiques etc. Par ailleurs, l'évolution de l'efficacité énergétique reste indépendante de la disponibilité en énergie, or il se pourrait que ce ne soit pas le cas, comme cela a été expliqué précédemment, auquel cas l'impact sur le PIB mondial serait plus important qu'anticipé. En d'autres termes, le modèle qu'il présente ne comporte pas de boucles de rétroaction, propres aux systèmes dynamiques, qui pourraient nous entraîner dans des cercles vicieux et conduire à une chute du PIB bien plus significative, sans même laisser entrevoir de re-croissance vers la fin du 21ème siècle.

Enfin, la soumission de Carlos A. Rossi, intitulée "The bubble envelope theory for human prosperity" a également sa place ici ²⁷³. Dans ce document, Rossi expose une conceptualisation permettant de relier la notion de prospérité à l'énergie, et met en exergue le fait que la prospérité est contrainte *in fine* par l'Environnement. De manière générale, l'objectif de Rossi est d'expliquer aux politiciens et économistes la situation relative à l'énergie et ses implications en termes de prospérité. Le but est de préparer un cadre de travail pour une conférence de type Bretton-Woods de 1944, qui viserait à décider d'une action coordonnée pour résoudre le problème de l'énergie et celui de l'inadéquation entre la création monétaire et la disponibilité en énergie (créer une sorte de "Gold Standard" adossé à la quantité de pétrole disponible).

Sans trop détailler la conceptualisation sous-jacente, il convient néanmoins de préciser que selon Rossi, la prospérité (en volume) est déterminée par la combinaison de 4 vecteurs, à savoir l'énergie, le PNB (Produit National Brut), la monnaie et la composition socio-culturelle (qui regroupe l'histoire, la culture, la religion etc.), sous contrainte de l'environnement, c'est-à-dire que la taille de la prospérité humaine globale ne peut excéder l'espace défini par l'environnement dans lequel l'Homme évolue. Par ailleurs, la prospérité diminue si l'un au moins de ces quatre vecteurs diminue, et n'augmente que si ces 4 vecteurs augmentent de conserve. Parmi ces 4 vecteurs, il n'y en a qu'un seul qui n'est pas du ressort de l'Homme, il s'agit de l'Énergie. Les autres sont des constructions de l'Homme et n'ont pas de limites. Par conséquent, **Rossi en conclut que la limite imposée à la prospérité, quête "naturelle" de l'Homme, est liée à la limite sur l'énergie.** Dans ce document, Rossi rappelle notamment qu'historiquement la croissance démographique est allée de pair avec une augmentation de l'énergie disponible, et précise que le nombre de personnes que la Terre peut accueillir est fonction de l'efficacité de la source d'énergie primaire disponible. Autrement dit, une civilisation basée sur l'utilisation du pétrole peut présenter plus d'individus qu'une civilisation basée sur la biomasse uniquement. Il explique également que la technologie peut permettre de repousser les limites imposées par l'environnement, mais ne peut en aucune manière permettre de créer les ressources de la nature ou encore l'énergie.

²⁷³ Soumission Rossi.

Par ailleurs, lorsqu'il s'agit de la monnaie, Rossi rappelle les 3 fonctions qui lui sont classiquement attribuées (moyen d'échange, unité de mesure et enfin actif permettant de "stocker" de la valeur) et en ajoute une quatrième qui mérite d'être mentionnée ici. Rossi propose le concept de la monnaie comme étant un permis d'utiliser de l'énergie, ce concept venant de l'idée que la capacité à prêter de l'argent et la création monétaire dans une économie en expansion est le résultat direct d'une énergie disponible abondante et à un coût raisonnable. Par essence, Rossi précise que le surplus monétaire ne peut croître en termes réels sans une croissance simultanée du surplus énergétique. Cela l'amène donc à proposer de mettre en place une conférence internationale sur le modèle de Bretton-Woods, afin d'instaurer l'équivalent du "Gold Standard" pour le pétrole. Ainsi, la valeur des devises serait indexée sur le volume des réserves de pétrole. De même, constatant que l'équation classique de la monnaie (reliant la masse monétaire, la vitesse de circulation de la monnaie, les prix et le volume des biens échangés) ne permettent pas de prendre explicitement en considération l'énergie, Rossi en propose une version améliorée dans laquelle l'Énergie intervient (sous forme de stock d'énergie).

Tout cela conduit Rossi à proposer dans sa conclusion plusieurs recommandations (voir les recommandations en fin de section 2.1.) qui résument assez fidèlement la teneur de son document.

2.1.4. La décroissance

Au vu des contraintes croissantes sur la croissance économique, Serkine aborde le concept de décroissance, et ce qu'il recouvre pour différentes personnes²⁷⁴:

"Moriarty et Honnery analysent ce que pourrait être un avenir à faible énergie, compte tenu des enjeux et des solutions technologiques mentionnés jusqu'ici, et sont arrivés à la conclusion que l' "attention devra passer de la croissance économique, à la façon de satisfaire les besoins humains"²⁷⁵, puisque la demande future sera contrainte par l'approvisionnement futur en énergie.

Comme soutenu dans la littérature dédiée à la décroissance, la période de crise actuelle pourrait être une "possibilité de poser des questions fondamentales"²⁷⁶, en particulier à propos de l'approche quantitative de l'économie à travers l'objectif de croissance, alors que la croissance semble dépendre de l'exergie que nos structures économiques sont en mesure de transformer en biens et services.

Toutefois, la définition de la décroissance et de ses conséquences sont encore débattues. Il existe plusieurs notions de décroissance. Selon van den Bergh, cela pourrait être: la décroissance du PIB, de la consommation, du temps de travail, une décroissance radicale ou

²⁷⁴ Soumission Serkine

²⁷⁵ Moriarty, P. & Honnery, D., 2012. Preparing for a low-energy future. *Futures*, Issue 44, pp. 883-892. (p.891). Cité dans Soumission Serkine.

²⁷⁶ Schneider, F., Kallis, G. & Martinez-Alier, 2010. Crisis or opportunity? Economic degrowth for social equity and ecological sustainability. Introduction to this special issue. *Journal of Cleaner Production*, Issue 18, pp. 511-518. Cité dans Soumission Serkine.

une décroissance physique²⁷⁷. Mais à ses yeux, la décroissance est un concept ambigu et il soutient plutôt l' « a-croissance », ce qui revient à être indifférent à la croissance.

De l'autre côté, Kallis défend farouchement le terme « décroissance » et critique les arguments de van den Bergh, expliquant que la décroissance durable n'est pas seulement un concept structurant, mais "un projet politique radical qui offre une nouvelle histoire et un slogan de ralliement pour une coalition sociale construite autour de l'aspiration à construire une société qui vit mieux avec moins"²⁷⁸. De son point de vue, la décroissance durable correspond à une "réduction socialement durable et équitable [...] du débit de la société"²⁷⁹.

Cependant, faire décroître le PIB n'est pas l'objectif de la décroissance soutenable, mais la raison pour laquelle nous devrions opter pour elle. En effet, selon Kallis la décroissance du PIB est inéluctable, et plutôt que de la subir, nous devrions la gérer socialement. Il faudrait des changements culturels colossaux, et il soutient que "nous devons nous débarrasser de l'impératif de la croissance, institutionnellement et mentalement [...]. Le « dé » de décroissance n'est donc pas seulement un « dé » pour la baisse de débit, mais aussi un « dé » pour la décolonisation culturelle et institutionnelle de l'économisme et de la religion de la croissance"²⁸⁰.

Il est renforcé par Latouche, qui écrit que "la décroissance n'est pas un concept, et en tout état de cause, pas celui qui serait symétrique à la croissance. Il s'agit d'un slogan politique avec des implications théoriques. Le mot d'ordre de décroissance a surtout pour but de signaler fortement l'abandon de l'objectif de croissance pour la croissance"²⁸¹. De même, van Griethuysen décrit les raisons pour lesquelles le système capitaliste socio-économique a besoin de croissance pour fonctionner correctement, et ne pourrait pas fonctionner sans elle²⁸². En conséquence, remettre en question la croissance reviendrait à remettre en cause le capitalisme.

Certains économistes écologiques favorisent l'économie stationnaire tandis que cela est rejeté par le mouvement de décroissance. Cela correspond à l'ancienne divergence entre Daly et Georgescu-Roegen, le premier considérant l'état stationnaire comme accessible, tandis que le second a toujours insisté sur l'infaisabilité et la non-désirabilité d'une économie qui ne déclinerait pas²⁸³. Néanmoins, l'état d'équilibre et la décroissance pourraient être complémentaires : la décroissance pourrait être la voie pour certaines sociétés tandis que d'autres pourraient continuer de croître avant de se stabiliser. Tout du moins, c'est la

²⁷⁷ van den Bergh, J. C., 2011. Environment versus growth : A criticism of "degrowth" and a plea for "a-growth". *Ecological Economics*, Issue 70, pp. 881-890. Cité dans Soumission Serkine.

²⁷⁸ Kallis, G., 2011. In defence of degrowth. *Ecological Economics*, Issue 70, pp. 873-880. (p.873) Cité dans Soumission Serkine.

²⁷⁹ Ibid., p.874

²⁸⁰ Ibid., p.877

²⁸¹ Latouche, S., 2010. Degrowth. *Journal of Cleaner Production*, Issue 18, pp. 519-522. (p.519). Cité dans Soumission Serkine.

²⁸² van Griethuysen, P., 2010. Why are we growth-addicted? The hard way towards degrowth in the involutory western development path. *Journal of Cleaner Production*, Issue 18, pp. 590-595. Cité dans Soumission Serkine.

²⁸³ Kerschner, C., 2010. Economic de-growth vs. steady-state economy. *Journal of Cleaner Production*, Issue 18, pp. 544-551. Cité dans Soumission Serkine.

conclusion tirée par Kerschner. Par conséquent, il utilise la notion de croissance sélective, appliquée à des zones géographiques, comme proposé par Lawn et Clarke pour des raisons de croissance non rentable²⁸⁴, ce qui signifie que les coûts de la croissance ne seraient plus compensés par ses avantages.

Pour conclure, Serkine décide de ne pas couper court au débat. “Nous remarquons aisément que c'est aussi une question de science politique, et il est sage de ne pas s'y aventurer. Cependant, **le paradigme de la croissance n'est pas préparé ni conçu pour absorber les chocs énergétiques en douceur**. En outre, les « solutions » envisageables pour maintenir l'organisation du système socio-économique inchangée pourraient être inefficaces ou maladaptatives. Par conséquent, sans présumer quel chemin (idéologique) la société devrait suivre, nous allons analyser les changements institutionnels imaginables dans un « monde plein »²⁸⁵ qui pourrait continuer à rencontrer des difficultés à atteindre son objectif de croissance”. Certaines propositions de changements institutionnels (c.-à-d. changements de valeurs) sont discutées à la section 2.2.4.

²⁸⁴ Lawn, P. & Clarke, M., 2010. The end of economic growth? A contracting threshold hypothesis. *Ecological Economics*, Issue 69, pp. 2213-2223. Cité dans Soumission Serkine.

²⁸⁵ Daly, H., 2013. A further critique of growth economics. *Ecological Economics*, Issue 88, pp. 20-24. Cité dans Soumission Serkine.

2.1.5. Conclusions

L'évolution des sociétés est étroitement liée à la disponibilité en énergie, car l'énergie c'est ce qui permet d'agir, de transformer le monde qui nous entoure. Puisqu'il ne peut rien "se passer" sans que de l'énergie entre en jeu, la production en sortie du système économique sera largement dépendante de l'énergie injectée à l'entrée du système. Les statistiques des 40 dernières années montrent effectivement une évolution linéaire du PIB mondial avec la consommation d'énergie primaire. Toute contrainte sur la consommation d'énergie a donc de fortes chances de se traduire par une diminution de l'activité économique, et dans une économie de marché la contrainte sur la consommation d'énergie se fait par les prix.

Plusieurs auteurs ont souligné que le prix du pétrole (volatilité et amplitude) pouvait causer ou amplifier les récessions économiques (dont celle de 2008), dégrader la balance des paiements et accroître l'endettement des pays importateurs de pétrole, phénomènes observés ces dernières années dans les pays européens. Nous pourrions donc d'une certaine façon déjà vivre un "pic pétrolier" mou, dont la mollesse nous empêche de prendre la mesure.

En particulier, le risque de récession augmente lorsque la part du PIB consacré au pétrole augmente. Cette part ne devrait pas dépasser 4 à 7,5 % du PIB selon les auteurs. Le seuil de 4% correspond à environ 100\$/b dans l'OCDE, le cours actuel. Le prix correspondant à ce seuil augmente cependant avec le temps, grâce à l'amélioration de l'utilisation du pétrole dans l'économie. Accélérer ces améliorations permettrait à l'économie de supporter des prix plus élevés du pétrole et de desserrer l'étai de la contrainte pétrolière.

Dans le futur, l'effet du pic pétrolier sur l'économie reste incertain mais pourrait être plus important qu'anticipé par une approche économique classique, parce que la substituabilité du pétrole avec les autres facteurs de production pourrait être lente ou difficile, l'importance réelle du pétrole dans l'économie pourrait être sous-estimée, et le progrès technique dépendre de la disponibilité en énergie.

Au vu des contraintes sur la croissance économique, certains auteurs ont abordé le concept d'a-croissance (être indifférent à la croissance) et de décroissance. La décroissance est une notion qui signifie différentes choses pour différentes personnes, mais qui est liée à des questions de science politique qui pourraient s'avérer utile si la croissance venait à s'arrêter ou décliner pendant une durée plus ou moins longue pour cause de contraintes de disponibilité en pétrole ou d'autres énergies fossiles. Ces contraintes peuvent être d'ordre géologique, mais également politique, comme le soutient un auteur, qui voit la réduction rapide de la consommation des énergies fossiles et donc le déclin du PIB mondial (vu la lenteur à substituer le fossile par le renouvelable), comme un mal nécessaire pour limiter le réchauffement climatique.

2.1.6. Recommandations

de Beer de Laer soutient qu'à court terme, il sera difficile de faire un lien direct entre le pic pétrolier et l'état de l'économie wallonne. Pleins de facteurs autres (géopolitiques, contexte méso-économique²⁸⁶ etc.) pourront être corrélés et bien expliquer les variations économiques, mieux que le pic de pétrole.

Il suggère, pour bien se préparer au niveau wallon au pic de pétrole, **de se doter de nouveaux outils « économiques » à savoir la prospective de moyen et long terme**. Selon lui, nous ne sommes quasiment nulle part à ce sujet. Il faudrait donc un développement académique et pratique de la prospective qui tient compte des limites prévisibles, dont celle du pic de pétrole.

Il faudrait aussi se doter **d'outils de back-casting**, permettant de créer le chemin à partir de la situation future souhaitée, sous contrainte, vers aujourd'hui. Ceci est nécessaire pour se rendre compte du coût de la non-action d'aujourd'hui.

Pour de Beer de Laer, faire participer les acteurs économiques wallons à la prospective et au back-casting serait utile pour qu'ils puissent se rendre compte de **l'intérêt qu'a chaque acteur économique à faire ce travail pour sa propre structure**. **Organiser et soutenir une offre de formation** serait également bien utile. de Beer de Laer a fait cela avec des acteurs en leur faisant imaginer une PME de menuiserie : avec le pic de pétrole et la tension qui s'en suivra sur toutes les matières énergétique, le bois sera également impacté : ceux qui auront acquis des terrains et planté des arbres, ceux qui auront fait des meubles modulables, démontables et réparables, ceux qui loueront des meubles et échangeront des meubles en commençant dès aujourd'hui à se préparer et à s'adapter auront une longueur d'avance bien utile en situation de concurrence.

Rossi propose dans sa conclusion plusieurs recommandations qui doivent être adoptées en bloc, sans quoi elles ne seraient couronnées d'aucun succès et ne permettraient pas d'éviter des problèmes économiques majeurs:

- reconnaître le lien étroit entre Énergie, PNB, création monétaire, composition socio-économique et environnement, dans la quête de la prospérité.
- reconnaître le lien mathématique entre le capital physique et le capital monétaire.
- reformuler l'équation monétaire de manière à fournir aux agents économiques la confiance nécessaire à l'anticipation de leurs activités productives (prise en compte de l'énergie dans l'équation).
- reconnaître le fonctionnement du modèle socio-économico-monétaire de production basé sur l'énergie et sous contrainte environnementale.
- reconnaître que la vitesse d'épuisement des sources d'énergie (en premier lieu le pétrole) est un problème monumental de premier plan qui doit occuper la communauté

286 Tensions, guerres, endettement, taux d'intérêt, innovation, état de l'enseignement...

scientifique et celle des économistes.

- reconnaître la nécessité d'une coordination entre tous les pays au niveau des Nations Unies afin d'aboutir à une politique monétaire coordonnée ayant pour objectif de limiter la croissance économique mondiale à 2-2.5% par an pour économiser les ressources énergétiques, en attendant que des solutions alternatives soient développées, et que des substituts aient été trouvés pour les usages du pétrole.
- reconnaître la nécessité de préserver la répartition actuelle de la consommation mondiale de pétrole entre les pays, afin d'éviter des perturbations sociales.
- développer une stratégie d'investissement très agressive, à la fois dans les énergies alternatives, mais aussi dans les énergies fossiles non-conventionnelles afin de maximiser le surplus énergétique.

2.2.SOLUTIONS

Comme l'écrit IEW, les sociétés, et la Wallonie en particulier, ont tout à gagner à **anticiper ce pic** afin d'être plus résilientes plutôt que de le subir et d'assumer les conséquences économiques, sociales et environnementales qui en découleront²⁸⁷. Miller et Sorrell affirment en effet que la question centrale du pic pétrolier, c'est la **vitesse à laquelle on peut effectuer cette transition**, et dans quelle mesure cette transition peut compenser la demande en forte croissance et potentiellement énorme de mobilité automobile dans les économies émergentes. Ainsi, la Chine est le premier marché automobile mondial. Il y a là déjà plus de cent millions de voitures. Pourtant, par habitant, on se trouve au niveau des USA de 1920. Il y a également des inconnues qui rendent préférable d'anticiper le pic plutôt que d'agir sous la contrainte²⁸⁸. Ainsi, Miller et Sorrell, reprenant les arguments de Kumhof développé au point 2.1.3., écrivent qu'on n'est pas vraiment sûr que les substitutions, innovations et investissements pourront surmonter une pénurie de pétrole ou d'énergie (ou des prix plus élevés), quand l'énergie constitue un élément essentiel de toute activité économique. C'est sans doute une question de degré - et de degré de réchauffement climatique qu'on est préparé à consentir²⁸⁹.

Au lieu de mettre en évidence les aspects négatifs de l'inaction, certains auteurs mettent en avant les aspects positifs de la transition. Par exemple, l'Apere cite les recettes des activités économiques liées à la transition, la réduction des dépenses de sécurité sociale liée à l'emploi, et la préservation de l'environnement et de ses richesses naturelles²⁹⁰ ; IEW estime que le pic pétrolier est une contrainte physique qui peut être perçue comme une opportunité sociale, environnementale, et économique de transformer un système économique pétro-basé qui génère de nombreuses externalités négatives²⁹¹.

Si la plupart des auteurs estiment que quelque-chose doit être fait, **les solutions proposées sont variées, et tombent généralement dans trois catégories: énergies alternatives, réduction de la demande, et changements de valeurs**, les solutions préférables étant celles qui augmentent la **résilience de la société**. A titre d'exemple, reprenons la position d'IEW et de l'Apere:

Pour IEW, "le pic pétrolier ne doit pas être considéré comme un problème spécifique à la seule ressource pétrole mais doit être un des moteurs (avec le défi climatique) d'une véritable **transition énergétique**. Il ne s'agit pas tant de trouver un substitut à cette source d'énergie que de **modifier durablement notre manière de consommer**. Pour la Fédération Inter-Environnement Wallonie un avenir énergétique n'est possible que s'il est axé sur trois piliers :

²⁸⁷ Soumission IEW

²⁸⁸ Soumission Miller et Sorrell

²⁸⁹ Soumission IEW

²⁹⁰ Soumission Apere

²⁹¹ Soumission IEW

- une réduction de la consommation d'énergie par un changement d'attitude et l'adoption de comportements économes en énergie (« **consommer moins** ») ;
- le développement et la généralisation de procédés et produits qui utilisent l'énergie de façon plus rationnelle (« **consommer mieux** ») ;
- un affranchissement envers les ressources fossiles et l'énergie fossile, énergies non conciliables avec un développement durable. Le mix énergétique doit être basé en priorité sur les sources d'énergies renouvelables, exploitées durablement et de manière locale (« **consommer autrement** »).

Ces trois axes nécessitent une mutation profonde de notre société et des adaptations dans tous les secteurs (économie, agriculture et alimentation, transports, aménagement du territoire, etc.)²⁹².

L'Apere a un avis semblable, affirmant qu'un avenir énergétique sans énergie fossile est possible comme le proposent les approches Négawatt, Trias Energetica, Réinventer le feu et la Charte pour une énergie durable. Toutes s'accordent sur une stratégie en trois phases qui agit sur la demande d'énergie et sur la production d'énergie : consommer moins, consommer mieux et produire mieux²⁹³.

Comme on peut le voir à travers ces positions, **il n'y a pas une solution unique au pic pétrolier, mais un ensemble de solutions qui doivent être combinées simultanément**. Chaque auteur présente cependant son propre panachage de solutions, avec parfois de profonds désaccords (ainsi, dans la catégorie substitutions, certains préconisent une large part au nucléaire, d'autres 100% d'énergie renouvelable). Ces désaccords ont de multiples origines liées notamment à des estimations différentes des coûts et des temps de déploiement des solutions, des ordres de grandeur des quantités d'énergie à remplacer, des externalités, des risques, et de la prise en compte d'autres contraintes (par exemple le réchauffement climatique).

Pic du pétrole et autres constats

Penser à la manière de passer à l'après-pétrole requiert de se rendre compte que ce n'est pas le seul problème ni constat qui se posent à l'humanité en général et à la Wallonie en particulier, et que tous ces problèmes sont imbriqués les uns dans les autres, ce qui n'aide pas à obtenir une vision claire du meilleur chemin à suivre pour effectuer la transition vers un monde avec moins d'énergie fossile.

A titre d'exemple, Serkine indique que la contrainte sur l'eau peut avoir des impacts sur l'extraction du pétrole conventionnel (l'eau est utilisée dans des volumes croissant à mesure que les gisements s'épuisent), les processus de liquéfaction du charbon, la fabrication des agrocarburants, l'extraction de pétrole non-conventionnel, et la fracturation hydraulique²⁹⁴.

²⁹² Soumission IEW

²⁹³ soumission Apere

²⁹⁴ soumission Serkine

Blasband se préoccupe aussi de risques de pénurie d'autres ressources comme l'argent, l'or, les terres rares, (c'est ce que l'on appelle le "peak all" (pic de tout), qui décrit l'évolution des quantités disponibles de matériaux essentiels à une société développée), mais aussi des problèmes d'eau potable, de réchauffement climatique, de pollution, de perte de biodiversité, de malbouffe²⁹⁵. A cela, Possoz et al. rajoutent les problèmes de l'énergie nucléaire, les limites de substitution des énergies renouvelables, le couplage fort entre économie et PIB, qui a pour conséquence qu'à une décroissance de la consommation énergétique correspond une décroissance de l'économie, l'effet rebond rendant inopérantes les stratégies de promotion de l'efficacité énergétique pour diminuer la consommation d'énergie, l'absence de diminution globale d'énergie par la dématérialisation, et l'organisation institutionnelle des sociétés contemporaines, lesquelles ne peuvent se maintenir sans croissance économique et donc sans croissance de la consommation²⁹⁶.

Pour Possoz et al., "les constats, même s'ils peuvent être peu réjouissants (dans la perspective de la poursuite de la croissance économique), même s'ils ne sont pas encore tous complètement assurés, doivent être pris en compte comme des possibles et, dès lors, faire l'objet de recherches et enseignés":²⁹⁷.

Traiter des solutions à l'après-pétrole n'est donc pas simple. Nous détaillons ci-dessous la position des auteurs des soumissions sur chacune de quatre grandes catégories de solutions.

2.2.1. Substitutions

2.2.1.1. Énergies de stock vs énergie de flux

Serkine écrit que les sources d'énergie primaire peuvent être séparées en deux catégories principales: l'énergie basée sur l'exploitation d'un **stock épuisable**, limité, et non-renouvelable à l'échelle historique (toutes les énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) et fissiles (uranium)), et l'énergie provenant de la capture de **flux inépuisables** (à peu près toutes les énergies renouvelables, du moins en théorie, car la biomasse a besoin d'être replantée une fois utilisée). Cependant, inépuisable n'implique pas de facto que ces flux soient infinis, que leur captation soit gratuite, ou qu'ils soient disponibles à la demande. Les flux sont en effet théoriquement illimités dans le temps (tant que le soleil existe, puisque presque toutes les sources d'énergie proviennent du rayonnement solaire et de la gravitation de la lune), mais ils sont souvent dispersés, c.-à-d. de faible densité énergétique, et irréguliers (solaire, éolien)²⁹⁸.

Les plantes vertes sont des convertisseurs énergétiques particuliers, car ils ont la propriété de transformer un flux énergétique, l'énergie lumineuse, en une énergie chimique stockable. Mais à part la biomasse, et à moins d'être converties et utilisées sous forme de chaleur (solaire thermique) ou mécanique (moulins) directement sur leur lieu de captage, les énergies de flux sont généralement converties en électricité pour être acheminés au consommateur.

²⁹⁵ Soumission Blasband

²⁹⁶ Soumission Possoz et al.

²⁹⁷ Soumission Possoz et al.

²⁹⁸ Soumission Serkine

L'électricité est également un flux qui doit être consommé immédiatement une fois produit. Il existe en effet toujours des problèmes techniques non encore résolus pour stocker massivement et économiquement l'électricité.

Dans le passé, la production des fabriques actionnées par les moulins suivait les caprices des énergies de flux (vent et eau). Le passage à des énergies de stock a transformé nos sociétés, qui sont désormais habituées à disposer d'énergie à la demande. Le stockage permet cet état de fait. De nos jours, même l'électricité, un flux, se confond dans sa disponibilité avec les énergies de stock qui ont été utilisées pour la générer.

Et donc, toutes les formes d'énergie ne sont pas interchangeables facilement, en particulier si on veut substituer une énergie de stock par une énergie de flux. Dans certains cas, c'est possible, mais parfois il n'existe aucune alternative pratique. C'est notamment le cas pour l'aviation.

Les énergies de substitution au pétrole peuvent donc se diviser en deux grandes catégories, écrit Serkine:

- **La première catégorie permet d'utiliser les dispositifs et infrastructures actuels** (ou nécessitant des modifications mineures), tels que les moteurs à combustion interne et les stations d'essence, par exemple, et ne requiert pas une période d'ajustement trop longue. Pour les transports, qui utilisent à 98% des carburants liquides, ce sont les technologies XTL (tout ce qui peut potentiellement être transformé en liquide, comme la biomasse (BTL), le charbon (CTL) ou le gaz (GTL)). Dans une moindre mesure, les véhicules hybrides et gaz naturel pourraient être pris en compte dans cette catégorie, même si cela implique un changement de véhicules. La biomasse est la seule source d'énergie renouvelable qui peut être liquéfiée²⁹⁹.
- **La deuxième catégorie se compose de solutions impliquant des changements importants dans les infrastructures**, telles que l'électrification des flottes de véhicules ou l'utilisation de l'hydrogène. L'hydrogène et l'électricité n'étant pas des sources d'énergie primaire, mais simplement des vecteurs d'énergie, ça signifie qu'une énergie primaire doit d'abord être extraite de l'environnement, par exemple une énergie d'origine nucléaire ou bien renouvelable³⁰⁰. Les changements sont d'autant plus importants avec le renouvelable que la plupart des sources sont intermittentes (photovoltaïque, éolien, etc.). Il faut donc soit stocker l'énergie électrique, soit l'utiliser directement, soit installer des backups alimentés par des énergies stockables et qui fonctionnent quand il n'y a pas de vent ou de soleil. Tout cela implique des changements importants dans les infrastructures au niveau de la production et de la consommation d'énergie. Toutes les sources renouvelables ne sont pas non plus disponibles dans une même région, et il faut donc prévoir des raccordements adéquats.

²⁹⁹ Soumission Serkine

³⁰⁰ Soumission Serkine

2.2.1.2. Les limites de la substitution

Implicitement, écrit Serkine, la substitution tend à préserver le mode de vie actuel, en supposant que la technologie et l'intelligence de la société nous le permettront. Cependant, toute substitution présente ses propres limites³⁰¹.

2.2.1.2.1. Limites des énergies de stock hydrocarbonées

Dans cette catégorie se trouvent les xTL (GTL, CTL, BTL).

Serkine écrit que la première et la plus évidente limite de substitution réside dans le fait que le **gaz** et le **charbon** sont épuisables, et atteindront eux aussi leur pic de production, d'autant plus vite qu'un report du pétrole vers les autres combustibles hydrocarbonés accélèrera le rythme d'extraction de ces ressources. A titre d'exemple, une tonne de charbon peut donner 1 à 2 barils de pétrole synthétique en utilisant des procédés CTL. Pour remplacer 10% du pétrole consommé annuellement, cela revient à utiliser de 20 à 40% de la production mondiale de charbon. En d'autres termes, le charbon ne pourrait que modestement participer à la production de carburant liquide post-pic³⁰². Miller et Sorrell tiennent le même discours, ajoutant que les impacts environnementaux du CTL pourraient être un frein supplémentaire à leur développement, à côté de l'inefficacité de la conversion³⁰³.

En ce qui concerne les **agrocarburants**, les contraintes sont les suivantes:

- les surfaces très grandes dont on devrait disposer (Serkine, Miller et Sorrell).

D'après Mediavilla et al., le remplacement total du pétrole par des agrocarburants présentant les performances actuelles, nécessiterait plus de deux fois toutes les terres arables actuellement disponibles sur la planète³⁰⁴. Selon Wautelet, en Belgique, uniquement pour remplacer l'essence et le mazout des réservoirs des véhicules, il faudrait des cultures de colza plus étendues que la superficie du pays (une bonne année pour l'agriculture).

- la concurrence avec la nourriture (Serkine, Miller et Sorrell, essencia).

essencia ajoute que "la combustion de biomasse non alimentaire est une aberration, la logique recommandant d'utiliser ces matériaux d'abord comme matière première et de réserver la valorisation énergétique aux déchets organiques ultimes uniquement"³⁰⁵.

- le faible retour en énergie sur énergie investie (Serkine, Miller et Sorrell).

D'après Miller et Sorrell, le faible EROEI implique qu'il faut dépenser de 50 à 600% d'énergie primaire en plus pour produire un litre d'agrocarburants par rapport à un

³⁰¹ Soumission Serkine

³⁰² Soumission Serkine

³⁰³ Soumission Miller et Sorrell

³⁰⁴ Mediavilla, M. et al., 2013. The transition towards renewable energies : physical limits and temporal conditions. Energy Policy, Issue 52, pp. 297-311. (p.301). Cité dans Soumission Serkine.

³⁰⁵ Soumission essencia

litre d'essence produit à partir de pétrole conventionnel. Après avoir pris en compte ces dépenses énergétiques, le rendement net en énergie de certains biocarburants est parfois proche de zéro, ce qui fait que peu d'agrocarburants sont compétitifs par rapport au pétrole sans subsides gouvernementaux, les exceptions étant le biodiesel d'huile de palme et l'éthanol de canne à sucre brésilien³⁰⁶. Le faible EROEI transparait indirectement dans les propos d'essencia, qui note que les cycles de vie carbone de ces biocarburants démontrent généralement le faible avantage en émissions de gaz à effet de serre, voir des désavantages si le changement d'affectation des sols est prise en compte³⁰⁷. En d'autres termes, si l'avantage est faible en termes d'émissions de CO₂, c'est qu'actuellement, beaucoup d'énergie fossile est dépensée pour produire les agrocarburants.

Ainsi, les agrocarburants dans la situation actuelle ne peuvent pas être beaucoup plus qu'une aide à la marge. Bauquis estime que les programmes biomasse des dernières années étaient de mauvais programmes, prévisibles il y a longtemps déjà³⁰⁸. Possoz et al. citent également les agrocarburants comme exemple type de recherches de solutions techniques où les effets pervers de l'adoption massive de technologies sur la société et l'environnement sont peu étudiés³⁰⁹. Et IEW regrette "que les solutions d'ordre technologique reçoivent généralement trop d'attention par rapport à leur potentiel réel. Au niveau des transports, le potentiel durable des agrocarburants ou des voitures électriques, par exemple est généralement largement surestimé."³¹⁰

Cependant essencia note que "les technologies de production de ces biocarburant à partir de matières organiques moins nobles (deuxième et troisième génération) semblent plus prometteuses, mais demandent encore pas mal de recherche et développement avant de pouvoir être commercialisées à grande échelle"³¹¹. Miller et Sorrell estiment également que d'importantes innovations doivent avoir lieu avant d'avoir un réel effet de ces carburants³¹².

2.2.1.2.2. Limites des énergies de flux

Vermeulen estime que les énergies renouvelables sont limitées par la quantité de ressources matérielles disponibles à l'élaboration des centrales nécessaires à la transformation des énergies naturelles (le rayonnement solaire, le vent, les marées, ...) en énergie utile à l'homme (électricité, énergie mécanique, ...) ³¹³. Effectivement, écrit Serkine, un report massif vers d'autres ressources, comme le **lithium** pour les batteries des véhicules électriques (et hybrides), ou les **terres rares** pour le solaire et l'éolien peuvent également provoquer des **goulets d'étranglement dans la production de ces ressources, ou accroître la demande en énergie du secteur minier** dû à la mise en production de gisements moins accessibles et

³⁰⁶ Soumission Miller et Sorrell

³⁰⁷ Soumission essencia

³⁰⁸ Audition Bauquis

³⁰⁹ Soumission Possoz et al.

³¹⁰ Soumission IEW

³¹¹ Soumission essencia

³¹² Soumission Miller et Sorrell

³¹³ Soumission Vermeulen

moins concentrés, pouvant créer des tensions sur les marchés internationaux. Ce sont des risques réels, car dans la dynamique du système mondial, les contraintes sur la disponibilité en pétrole affecteront la production des substituts et, plus généralement, l'ensemble de l'économie³¹⁴.

Le plus gros problème de certaines énergies de flux, c'est l'**intermittence**. L'Apere écrit que le passage d'un système énergétique basé sur des énergies de stock (pétrole, gaz, charbon, uranium) à un système basé sur des énergies de flux nécessite de gérer l'équilibre entre la demande et l'offre d'énergie. L'Apere propose de **recourir au stockage et d'agir sur le moment où l'on consomme l'énergie**, en l'organisant selon la disponibilité de l'offre et la « déplaçabilité » de la demande (la gestion de la demande est parfois appelé stockage virtuel). Aujourd'hui, le stockage prend une place centrale dans la gestion des flux. Il est la condition indispensable d'un déploiement prépondérant des énergies renouvelables³¹⁵. Cependant, Bauquis estime qu'on ne saura pas stocker massivement et à faible coût l'électricité dans les dix à vingt ans à venir, les progrès dans le domaine ayant été tellement lents au cours des 50 dernières années. Il estime par exemple qu'essayer de stocker l'électricité de pointe sous forme d'hydrogène, mais aussi renforcer les réseaux, et installer des *back up* en cas d'absence de production des énergies de flux, tout cela minerait la compétitivité par rapport aux autres pays. Il conclut par dire que les coûts sont le nerf de la guerre³¹⁶. Bentley écrit également que: "nous savons que nous devons faire une transition rapide vers une part plus grande en énergies renouvelables[...] mais les énergies renouvelables ont des problèmes non seulement de coût et d'intermittence, mais ont souvent un rendement sur énergie investie (EROEI) trop bas, alors que la société actuelle, pour fonctionner, demande un EROEI minimum qui est particulièrement haut. De plus, il y a souvent des opinions naïves de l'impact des coûts de l'énergie sur les niveaux d'activité économique"³¹⁷.

Une autre limite, c'est l'**espace disponible** pour collecter ces ressources. L'Apere écrit que plus grand est notre désir de « pouvoir d'action », plus vaste est l'espace occupé pour récolter l'énergie³¹⁸. Les estimations font la aussi débat. Dans le cadre de cette enquête, l'Apere a présenté ses estimations des ressources énergétiques primaires brutes disponibles à l'échelle locale en Wallonie, ainsi que les quantités d'énergie finale (formes utiles) potentiellement disponibles, sur base des technologies actuelles. Par exemple, l'Apere estime que l'implantation d'une technologie comme le photovoltaïque sur 1 km² va permettre de produire jusqu'à 200 GWh, mais ne permet plus l'agriculture sur cette surface. En priorité, elle équipera les espaces déjà occupés que sont les toitures et autres infrastructures déjà existantes ou prévues. Un km² qui recevrait un projet éolien (5 éoliennes) pourrait produire jusqu'à 40 GWh tout en restant disponible pour les productions agricoles ou forestières, combinaison bien intéressante dans ce cas. Par contre, une distance minimale devra être respectée entre le grand éolien et l'habitat. En Wallonie, 6,25% du territoire occupé par des éoliennes, 1.000 km², ou 2% du territoire de surface photovoltaïque, 300 km² produiraient l'équivalent de la

³¹⁴ Soumission Serkine

³¹⁵ Soumission Apere

³¹⁶ Audition Bauquis

³¹⁷ Soumission Bentley

³¹⁸ Soumission Apere

consommation électrique wallonne (30 TWh). Des choix d'aménagement du territoire et d'urbanisme sont à faire. Jusqu'où sommes-nous prêts à occuper de l'espace pour disposer de cette énergie, écrit l'Apere ? Voilà probablement la principale limite dans la disponibilité de l'énergie de demain³¹⁹.

Avec toutes ces contraintes, Possoz et al. estiment cependant que "les énergies renouvelables, malgré le développement important qu'elles connaissent aujourd'hui, ne seront pas à même dans un horizon prévisible de se substituer aux quantités de combustibles fossiles consommées actuellement. Cette affirmation est cependant contestée par des industries des renouvelables et des ONG environnementales."³²⁰ Bauquis estime également qu'aucune énergie renouvelable, à part peut-être le solaire, ne pourrait devenir une énergie de masse³²¹.

2.2.1.2.3. Le nucléaire

Enfin, le nucléaire possède à la fois certaines propriétés d'une énergie de stock (sous forme d'uranium) et d'une énergie de flux (sous forme d'électricité), qui le rend intermédiaire entre les deux catégories précédentes.

Certains auteurs comme Bauquis et Durand estiment que le nucléaire est l'une des rares options disponibles pour remplacer rapidement les énergies fossiles. Mais pour Bauquis, le développement du nucléaire pâtit de peurs, qu'il estime en grande partie irrationnelles³²².

D'autres auteurs estiment qu'il faudrait s'en passer. Vermeulen note que cette énergie provient également d'un stock fini de ressources énergétiques et que les dangers du nucléaire sont tellement grands – alors qu'il ne représente qu'une si petite part de la production mondiale – qu'il y a un choix politique mondial à faire afin de ne pas créer un cataclysme qui pourrait bien exterminer l'entière de l'humanité³²³. Possoz et al. écrivent que "les énergies nucléaires posent des problèmes tellement complexes qu'il est raisonnable de ne pas les considérer comme une ressource assurée"³²⁴ et Campbell cite les "risques d'accidents et problèmes des déchets nucléaires"³²⁵.

2.2.2. Réduction de la demande

Les limites à la substitution ne signifient pas qu'il ne faut pas développer de substituts, mais que ces derniers seront vraisemblablement insuffisants pour remplacer le pétrole. Différents participants à l'enquête publique ont dès lors présenté en complément des solutions qui vont dans le sens de la diminution de la consommation énergétique.

³¹⁹ Soumission Apere

³²⁰ Soumission Possoz

³²¹ Soumission Bauquis

³²² Soumission Bauquis

³²³ Soumission Bauquis

³²⁴ Soumission Possoz et al.

³²⁵ Soumission Campbell

2.2.2.1. Utilisation Rationnelle de l'Énergie (URE)

L'Apere écrit que l'URE vise à assurer en suffisance l'accès aux services énergétiques, en faisant le choix des solutions individuelles et collectives qui induisent la plus petite consommation d'énergie, qui produit des « négaWatts ». L'URE combine comportements judicieux et équipements énergétiquement efficaces.

Comportement judicieux

- Faire la chasse au gaspillage.
 - Exemples : extinction des lumières inutiles, suppression d'achats superflus.
- Adapter le mode de vie et les activités.
 - Exemples : sobriété, consommation au meilleur moment de la journée (de l'année), transports en commun.
- Accroître la durée de vie des biens.
 - Exemples : entretien du matériel, choix d'équipements à longue durée de vie.

Équipement efficace

- Technologies qui réduisent les pertes de conversion.
 - Exemples : chaudières à haut rendement, ampoules économiques, électroménagers A++.
- Objets et infrastructures qui réduisent les consommations d'énergie associées à leur usage.
 - Exemples : véhicules légers, isolation d'un bâtiment, noyaux d'habitats.
- Matériaux et services à moindre énergie incorporée (énergie grise).
 - Exemples : circuits courts, isolants naturels, produits de saison.

D'autre part, écrit l'Apere, « la démarche analyse aussi le degré d'utilité des services demandés. Nous parlons alors de recherche de sobriété énergétique, qui peut remettre en question l'étendue des services. Nous entrons ici dans une dimension de type comportementale. Elle permet évidemment d'aller bien plus loin en termes de réduction des consommations d'énergie, en diminuant le rythme des services, en les rendant plus flexibles ou en les supprimant purement et simplement avec par exemple, la suppression d'achats superflus, le déplacement des activités selon la disponibilité de l'énergie ou un changement de mode de vie. De cette notion de degré d'utilité, découle un choix donnant la priorité à certains services énergétique en fonction de la disponibilité de la ressource et la période. Pensons à l'expérience pilote de la station polaire Princesse Elisabeth qui donne selon l'heure de la journée la priorité aux activités de recherche ou à celles récréatives. Ainsi, dans un système à ressources limitées, le cadre qui régit ces priorités joue un rôle essentiel dans une organisation équitable. Les règles de droit, la fiscalité, la politique de prix et les sciences humaines ont ici un rôle clé à jouer pour nous amener à consommer au meilleur moment³²⁶ ».

³²⁶ Soumission Apere

Les efforts de réduction de la consommation d'énergie s'opposent cependant à trois phénomènes: l'effet rebond, les limites de la dématérialisation de l'économie, et les limites du découplage entre consommation d'énergie et économie

2.2.2.2. L'effet rebond

Le progrès technologique, écrit Serkine, est souvent considéré comme un moyen d'aller vers une économie durable et à intensité énergétique moindre, en procurant la même chose, mais en utilisant moins d'énergie. Cependant, un phénomène bien connu et largement accepté atténue cet aspect de la technologie. Il s'agit de l'effet rebond³²⁷. Les améliorations en efficacité énergétique, écrit Vermeulen, ne diminuent pas pour autant la consommation totale en énergie, elles permettent uniquement une diminution relative au service en question et nous multiplions ensuite les services de sorte que nous consommons en absolu toujours plus d'énergie. Par exemple, une nouvelle voiture moins gourmande en carburant permet d'épargner de l'argent, qui servira ensuite à se payer un citytrip à Barcelone en avion.³²⁸

Possoz écrit que l'effet rebond rend inopérantes les stratégies de promotion de l'efficacité énergétique pour assurer la diminution de la consommation d'énergie. Ainsi, les énormes progrès d'efficacité réalisés dans le passé n'ont jamais contribué à faire diminuer la consommation globale d'énergie. De plus, par comparaison avec toutes celles qui ont été réalisées depuis 1900, les améliorations encore possibles dans le futur apparaissent plutôt modestes³²⁹.

Pour lutter contre cet effet, l'Aperre privilégie le volet comportemental: plutôt que de culpabiliser, il faudrait réfléchir à la contradiction d'un « message éducatif » qui prône l'efficacité énergétique et une offre sans cesse plus large et accessible de services très énergivores³³⁰. Dans ce contexte, écrit l'Aperre, les comportements sont fortement influencés par le cadre dans lequel la société évolue. Le type d'infrastructure, le cadre normatif, le cadre juridique, la tarification sont autant d'éléments qui orientent les comportements. Ces leviers méritent d'être utilisés par l'autorité publique. Exemples d'impact de l'infrastructure : le trafic aérien ne diminuera pas si on accroît la capacité des aéroports ; Développer un réseau cyclable augmentera les déplacements à vélo ; Un aménagement du territoire centralisé sur des noyaux d'habitats réduira les besoins de déplacement³³¹.

Cependant, Serkine mentionne que certains chercheurs pensent qu'il est possible de résoudre le problème de rebond via une réforme des prix de l'énergie. L'objectif est de maintenir le coût du service énergétique à un niveau constant, en augmentant le prix de l'énergie, à mesure que le progrès technologique permet à l'intensité énergétique de diminuer³³². Notons qu'une hausse progressive des prix de l'énergie accompagnant le pic pétrolier aurait des effets

³²⁷ Soumission Serkine

³²⁸ Soumission Vermeulen

³²⁹ Soumission Possoz et al.

³³⁰ Soumission Aperre

³³¹ Soumission Aperre

³³² Soumission Serkine

similaires. Vermeulen écrit qu'”Il s'agit aujourd'hui de devancer ce phénomène et de créer des politiques qui suivent réellement une courbe de diminution de notre consommation énergétique. Cette politique énergétique doit s'accompagner d'une politique cohérente sur le PIB parce que ces deux concepts sont indissociables”³³³.

2.2.2.3. Le découplage

Le découplage, écrit Serkine, "correspond au phénomène qui permet au PIB et à la consommation d'énergie de se déconnecter l'un de l'autre, de sorte que l'un augmente sans que l'autre n'augmente. Il existe deux types de découplage: le **découplage relatif** et le **découplage absolu**. **Jusqu'à présent, le découplage absolu à l'échelle mondiale n'a jamais été observé** (Figure 64). Même en considérant uniquement la consommation de pétrole, la conclusion reste inchangée. A l'échelle de l'UE (ou même à l'échelle d'un pays), cette tendance au découplage n'est pas visible".

L'indicateur utilisé pour mesurer le découplage, poursuit Serkine, est la quantité d'énergie utilisée par unité de PIB créé, appelé intensité énergétique de l'économie (EEI). Cependant, la transition de la société vers l'économie de service vécue par les économies avancées, est déterminée par une externalisation de l'énergie et de la pollution aux pays produisant (actuellement) les marchandises importées. Pour résumer, les mesures d'efficacité énergétique sont sans aucun doute utiles, mais de considérer que cela pourrait conduire à un découplage est susceptible d'induire en erreur. Les seules périodes où la consommation mondiale d'énergie a diminué sont les chocs pétroliers (1973 et 1979) et la crise de 2008³³⁴.

Possoz souligne le danger du couplage fort entre économie et énergie: “Ce couplage a pour conséquence qu'à une diminution des ressources énergétiques correspond une décroissance de l'économie. Autrement dit, moins d'énergie correspond à moins de PIB, c'est à dire à une diminution de la production, de la consommation et (surtout ?) des revenus. Ce constat est vivement discuté et la controverse, déjà ancienne, oppose souvent les scientifiques des sciences physiques (et apparentées) aux économistes néoclassiques”³³⁵.

Cependant, Miller et Sorrell écrivent que **l'option d'amortissement du pic pétrolier la plus prometteuse, est d'affaiblir le lien entre croissance économique et la demande en carburants liquides**. Cela va requérir des changements majeurs dans les transports, qui absorbent la moitié de la consommation mondiale et près des $\frac{2}{3}$ dans l'OCDE. Les voitures individuelles sont responsable de la moitié de cette consommation, mais des diminutions importantes sont possibles en améliorant l'efficacité énergétique, en améliorant le taux d'occupation des véhicules, en accélérant la diffusion de technologies alternatives, en basculant vers d'autres moyens de transport, ou en réduisant la demande globale en mobilité. Des évolutions importantes dans cette direction sont déjà en cours, comme l'arrêt récent de la

³³³ Soumission Vermeulen

³³⁴ Soumission Serkine

³³⁵ Soumission Possoz et al.

tendance haussière à long terme du nombre de déplacements individuels (le « pic de la voiture »), et les nombreuses politiques introduites de par le monde³³⁶.

2.2.2.4. La dématérialisation

Serkine écrit que l'argument de la non-matérialité des services (et par conséquent la tendance à la dématérialisation des sociétés de services) est souvent avancé comme un moyen de réduire la consommation d'énergie et les impacts environnementaux. Cependant, ces activités ne sont pas non-matérielles, consomment une quantité importante d'énergie, en particulier en matière de transport. En outre, les pays présentant une forte intensivité dans les services coïncident avec ceux qui sont intensifs en énergie. De fait, **la non-matérialité des services serait un mythe**, car la forte interactivité qui est comprise comme l'une des caractéristiques essentielles d'un service se montre comme une source majeure de leur matérialité, car elle s'appuie sur les communications physiques et sur les systèmes de transport³³⁷. Vermeulen dit en substance la même chose, ajoutant qu'avec un PIB mondial déjà composé de 65 % de services, nous ne pourrions passer à une économie à 100 % de services, car pour créer une école, un hôpital ou tout autre service, nous devons mettre en place une industrie construisant les bâtiments, les matériels de bureau, les moyens de déplacements etc.. La seule solution serait de créer des services ne nécessitant pas de biens matériels à sa réalisation, mais ceci est inimaginable, car même le chanteur de salon qui viendrait raconter des histoires au coin du feu ouvert a besoin de se nourrir, de se déplacer et de se vêtir. Le découplage absolu entre la production économique et la consommation énergétique n'est donc pas possible³³⁸.

Possoz ajoute que **ni la dématérialisation de l'économie ni la transition vers une économie de services n'ont induit une diminution de la consommation globale d'énergie**, contrairement à une opinion répandue. Les effets positifs généralement attendus de ces deux stratégies sont démentis par une analyse des données macroéconomiques. Ici non plus, ces constats ne sont pas unanimement partagés, en particulier par les microéconomistes. Ils mériteraient d'être consolidés³³⁹.

En conséquence, écrit Serkine, le fait qu'une économie se tourne de manière croissante vers les services n'est pas une solution à ses problèmes d'énergie, ni même plus largement, à ses problèmes environnementaux. Les TIC pourraient prendre part dans la réduction de la consommation d'énergie grâce à leur grand potentiel pour modifier les pratiques et l'organisation sociale afin d'atténuer les contraintes temporelles et spatiales (télétravail, multitâche...). Cependant, jusqu'à présent, puisque les prix de l'énergie ont été modestes, les TIC ont plutôt eu tendance à accroître la « matérialisation » plutôt que la « dématérialisation »³⁴⁰. Dans un contexte de prix de l'énergie plus élevés, cela pourrait cependant changer.

³³⁶ Soumission Miller et Sorrell

³³⁷ Soumission Serkine

³³⁸ Soumission Vermeulen

³³⁹ Soumission Possoz et al.

³⁴⁰ Soumission Serkine

Pour résumer, écrit Serkine, “la dématérialisation n'est pas le résultat des services, et le progrès technologique ne va pas diminuer la consommation d'énergie par lui-même. Les technologies sont essentielles pour l'économie de demain, mais ne sont pas une baguette magique. Au mieux, elles constituent un moyen d'adoucir la transition vers une nouvelle organisation socio-économique, mais elles pourraient aussi être nocives si elles n'apportent pas la résilience souhaitée et à la place enferment la société dans une voie technologique”³⁴¹.

2.2.3. Vulnérabilité et Résilience

Serkine a développé les concepts de vulnérabilité et résilience face au pic pétrolier³⁴²:

- Le concept de **vulnérabilité** peut être défini comme le risque d'un système d'être impacté lorsqu'il est exposé à un risque. En d'autres termes, la vulnérabilité peut être considérée comme le produit de la sensibilité et de l'exposition, divisé par la capacité d'adaptation. Afin de faire la distinction entre l'exposition et la sensibilité, un exemple de base est le palmier: le palmier est très sensible au gel, mais tant qu'il n'est pas exposé à ce dernier, il n'est pas vulnérable. En ce qui concerne la capacité d'adaptation, on peut la voir comme la dimension positive de la résilience.

Par conséquent, pour déterminer si la société est vulnérable au pic de pétrole, il est intéressant d'analyser la sensibilité de la société à une variation de la quantité de pétrole disponible. L'exposition est la probabilisation de différents scénarios d'approvisionnement. Enfin, la capacité d'adaptation pourrait être considérée comme des solutions de rechange, par exemple la substitution du pétrole par d'autres sources ou moyens technologiques.

- La **résilience** définit la capacité d'un système à absorber un choc et à revenir à l'équilibre, sans que cet équilibre soit nécessairement le même qu'avant le choc. En pratique, la résilience peut être opérationnelle dans les plans stratégiques, et est basée sur les fonctionnalités de promouvoir, comme l'homéostasie (réactivité rapide), la planéité (du processus de prise de décision), la diversification, les espaces tampons et la redondance.

Afin de choisir le moyen le plus sûr pour l'adaptation au pic pétrolier, poursuit Serkine, nous pouvons nous référer à la littérature traitant de la « **maladaptation** ». C'est un concept relativement récent, vaguement défini en termes pratiques, mais qui est présenté comme quelque chose à éviter dans les plans stratégiques d'adaptation. Nous pourrions simplement dire que la maladaptation correspond à une action par laquelle nous devenons plus vulnérables³⁴³.

Selon cette littérature, **il semble que les solutions dont l'objectif est de réduire l'exposition ont un risque élevé de maladaptation. Lorsque l'objectif est de réduire la sensibilité, le**

³⁴¹ Soumission Serkine

³⁴² Soumission Serkine.

³⁴³ OECD, 2012. Adaptation au changement climatique et coopération pour le développement, s.l.: s.n. Cité dans soumission Serkine.

risque est modérée, et enfin le risque est faible lorsque la solution a tendance à augmenter la capacité d'adaptation³⁴⁴.

En outre, il est pertinent d'examiner spécifiquement les solutions technologiques et techniques utilisées. Par exemple, l'usine de dessalement d'eau de mer comme solution au changement climatique est un exemple emblématique de maladaptation dans la littérature^{345,346}.

Pour Serkine, les solutions technologiques semblent être un moyen de rendre le système plus « **complexe** » c.-à-d. créer des liens entre les sous-parties du système, ce qui le rendrait plus (trop?) rigide. Dans les systèmes simples, les processus et les unités sont séparées temporellement et spatialement les unes des autres. Par conséquent, un système complexe est plus efficace, mais un système simple est moins risqué.

En un sens, écrit Serkine, cela peut être comparé à la notion de « cohérence » de l'anthropologue Roy Rappaport, qui fait référence « à la mesure dans laquelle le changement d'un composant de système affecte des changements dans d'autres »³⁴⁷. En utilisant des solutions technologiques, nous augmentons la cohérence, et nous réduisons la flexibilité. Du point de vue de Rappaport, l'adaptation est le processus par lequel un système peut maintenir l'homéostasie quand il fait face à de petits changements, et par laquelle il transforme profondément sa structure face à des modifications significatives, claires et irréversibles. Pour ce faire, l'adaptation est composée de deux éléments, à savoir « l'auto-organisation » (augmentation de l'efficacité, mais diminution de la flexibilité) et « l'auto-régulation » (conservation de la souplesse). Enfin, la maladaptation correspond (entre autres) aux cas où les objectifs d'un sous-système sont confondus avec ceux de l'ensemble du système, ce qui met en danger la survie de l'ensemble au profit de la survie d'une partie. Dans le cas qui nous intéresse ici, écrit Serkine, nous pourrions affirmer que l'exploitation des sources présentant un EROEI³⁴⁸ inférieur à 10 représente un de ces cas, et doit donc être évitée.

Pour résumer, sur la base de la littérature sur la maladaptation, Serkine estime que l'utilisation de certains moyens technologiques n'est pas la meilleure stratégie pour résoudre les problèmes, car cela rigidifie la structure et accroît le risque, sans réduire la vulnérabilité. L'objectif doit être de créer de la résilience dans le système. Pour faire face au pic pétrolier, Serkine juge donc préférable de faire évoluer la culture, en changeant la relation entre les sociétés et leur environnement, plutôt que de miser sur une solution technologique qui substituerait le pétrole par un autre liquide ou une autre source. Au mieux, les solutions technologiques pourraient être des moyens transitoires et temporaires de faire face à des chocs (énergétiques) de manière plus douce.

³⁴⁴ Barnett, J. & O'Neill, S. J., 2013. Minimising the Risk of Maladaptation : A Framework for Analysis. In: Climate Adaptation Futures. London: John Wiley. Cité dans soumission Serkine.

³⁴⁵ Barnett, J. & O'Neill, S. J., 2010. Maladaptation. Global Environmental Change, Volume 20, pp. 211-213. Cité dans soumission Serkine.

³⁴⁶ de Loë, R., Kreutzwiser, R. & Moraru, L., 2001. Adaptation options for the near term : climate change and the Canadian water sector. Global Environmental Change, Volume 11, pp. 231-245. Cité dans soumission Serkine.

³⁴⁷ Rappaport, R. A., 1977. Maladaptation in Social Systems. In: *Evolution of Social Systems*. s.l.:s.n. Cité dans soumission Serkine

³⁴⁸ Energy return on energy invested ou Rendement en énergie sur énergie investie

2.2.4. Changements de valeurs

Les différentes solutions présentées jusqu'à présent ayant leurs propres limites, plusieurs auteurs indiquent que les valeurs véhiculées par les sociétés contemporaines devront évoluer pour faire face au pic pétrolier. Ces changements dans le système de valeurs et de symboles qui caractérise nos civilisations sont appelés changements institutionnels³⁴⁹.

Possoz et al. estiment que **“l'organisation institutionnelle des sociétés contemporaines représente le plus grand obstacle à l'avènement d'une civilisation compatible avec les limites de la biosphère.** L'organisation actuelle ne peut en effet se maintenir sans croissance économique. [...] L'opinion courante est que ce sont les comportements individuels qui devraient être revus. Il y a pourtant là une contradiction car à un comportement moins consommateur de la part des citoyens s'oppose la volonté des pouvoirs publics de relancer la consommation afin d'assurer la croissance et l'emploi. Plutôt que sur les seuls comportements individuels, c'est sur l'organisation des institutions qu'il y a lieu de se pencher”³⁵⁰.

Serkine se penche alors sur les possibles évolutions de nos sociétés³⁵¹.

- Premièrement, puisque le commerce international (le transport) dépend du pétrole, Serkine s'attend à une « **mondialisation inversée** », du global au local, appelée « **relocalisation** ». Des initiatives à l'échelle communautaire effectuées de façon préventive sont déjà une réalité, le courant le plus emblématique étant peut-être le « Transition Network » de Rob Hopkins au Royaume-Uni. Les communautés sont considérées comme des microcosmes « viables » d'espoir "pour libérer les sociétés de la dépendance au pétrole"³⁵². Cela peut par ailleurs intégrer des initiatives telles que les monnaies locales³⁵³.
- Deuxièmement, le pic pétrolier et la réduction du surplus énergétique qui en résultera **remet en question l'approche cornucopienne, selon laquelle il est possible d'atteindre un état de croissance perpétuelle apporté par le progrès technologique.** En effet, comme l'EROEI est en baisse, le secteur de l'énergie va détourner une part de plus en plus grande des ressources pour son propre fonctionnement, laissant moins d'énergie disponible pour d'autres activités humaines. Sorman et Giampietro³⁵⁴ offrent une brillante analyse du métabolisme énergétique des sociétés, où ils considèrent très peu probable d'assister à une réduction du temps de travail, un argument défendu dans la littérature sur la décroissance [et notamment par Vermeulen dans sa soumission]. Comme la création d'emplois résulte de la croissance

³⁴⁹ Soumission Serkine

³⁵⁰ Soumission Possoz et al.

³⁵¹ Soumission Serkine.

³⁵² Bailey, I., Hopkins, R. & Wilson, G., 2010. Some things old, some things new: The spatial representations and politics of change of the peak oil relocalisation movement. *Geoforum*, Issue 41, pp. 595-605. (p.603). Cité dans soumission Serkine.

³⁵³ Douthwaite, R., 2011. Degrowth and the supply of money in an energy-scarce world. *Ecological Economics*, p. In Press. Cité dans soumission Serkine.

³⁵⁴ Sorman, A. H. & Giampietro, M., 2013. The energetic metabolism of societies and the degrowth paradigm: analyzing biophysical constraints and realities. *Journal of Cleaner Production*, Issue 38, pp. 80-93.

économique, pour créer des emplois en situation de décroissance, il faudrait partager le travail, et par conséquent réduire le temps de travail par habitant. Comme Sorman et Giampietro le soutiennent, nous n'assisterons probablement pas à une réduction du temps de travail, *ceteris paribus*, mais on pourrait imaginer une diminution de la matérialité des standards de vie (« frugalité »), qui pourrait être compensée par une augmentation du travail bénévole fournissant du bien-être.

- Troisièmement, une **redéfinition du champ de la recherche scientifique** et de la façon de procéder est indispensable. La compréhension des liens entre l'économie, la nature et la société, nécessite une approche transdisciplinaire. En l'occurrence, un travail plus étroit entre les géologues et les économistes doit être entrepris pour traiter du pic pétrolier. Plus largement, les limites des ressources doivent être incluses dans les modèles macroéconomiques, de même que la contrainte sur la substituabilité entre capital physique et environnement. L'économie écologique pourrait être cette « science transdisciplinaire », mais elle doit encore mûrir.
- Enfin, il y a **risque d'effondrement s'il n'y a pas de « changement de culture spectaculaire »**³⁵⁵. L'effondrement est particulièrement pertinent à surveiller dans une situation de crise de l'énergie et de rareté des ressources, comme exposé par Diamond ou Tainter. Ce dernier étudie spécifiquement l'effondrement de l'Empire romain³⁵⁶, et fait valoir que les civilisations survivent en étendant leur utilisation d'exergie, nécessaire pour résoudre les problèmes par le recours à une complexité croissante.

Possoz et al. juge également **indispensable de modifier les priorités de la recherche scientifique**:

“Les sujets de recherche retenus dans nos Universités et Instituts ne sont-ils pas excessivement univoques ? Ne labourent-ils pas pratiquement tous le même sillon, celui de l'indispensable développement technico-économique, basé sur la conviction que la poursuite d'une croissance exponentielle constitue la seule voie d'avenir pour les sociétés et l'humanité ? Il nous semble que la quasi-totalité des plans de recherche, au moins en sciences dites dures et en économie orthodoxe, soient tournés vers l'innovation technologique, conçue comme la seule réponse aux crises environnementales, économiques et sociales.

Pourtant, bien des indices laissent à penser que cet objectif de croissance pourrait être intenable. Étant donné les contraintes environnementales et énergétiques (et en particulier les pics du pétrole et du gaz), le contexte général dans lequel vont évoluer nos sociétés dans les prochaines décennies pourrait bien être celui de la décroissance économique. Dans cette hypothèse, il y aurait lieu de s'intéresser aux systèmes d'organisation des sociétés et aux formes institutionnelles qui seraient compatibles avec la non-croissance économique, voire, dans les pays les plus développés, avec une

³⁵⁵ Ehrlich, P. R. & Ehrlich, A. H., 2013. Can a collapse of global civilization be avoided?. Proceedings of the Royal Society, Biological Sciences, 8 January, Issue 280. Cité dans soumission Serkine.

³⁵⁶ Tainter, J. A., 2011. Energy, complexity, and sustainability: A historical perspective. Environmental Innovation and Societal Transitions, Issue 1, pp. 89-95. Cité dans soumission Serkine.

certaine décroissance. Dans le souci de laisser les différentes options ouvertes au choix politique, la recherche universitaire devrait davantage développer une réflexion plurielle. D'une part, plutôt que de toujours promettre la lune, la recherche devrait aussi poursuivre l'étude des contraintes environnementales, techniques, économiques et sociales, celles que le citoyen constate pourtant tous les jours. D'autre part, la recherche devrait contribuer à proposer des formes d'organisation des sociétés qui seraient adaptées à ces contraintes (plutôt que de les nier) tant dans leurs aspects techniques qu'économiques et institutionnels.

On peut difficilement reprocher aux décideurs politiques de suivre obstinément une politique qui mène à l'impasse si le monde académique, les chercheurs et les intellectuels ne proposent pas de stratégies nouvelles pour l'action politique, qui soient autre chose que des discours vertueux mais soient suffisamment concrètes pour être mises en œuvre par un gouvernement. Par contre, on peut reprocher au monde politique de ne pas encourager cette pluralité de recherches, de ne susciter et financer, pour l'essentiel, que les recherches du premier type. Le principe de précaution devrait pourtant conduire à une forte valorisation des recherches du second type, celles sur les limites et sur les moyens de s'en accommoder.

Dans son état actuel, l'enseignement et la recherche en Communauté française sont profondément déséquilibrés. Il est par exemple surprenant qu'il n'y ait pratiquement aucun enseignement de l'économie écologique en Communauté française. Il est également frappant que la quasi-totalité des recherches en sciences appliquées (dont les mémoires et les thèses) mettent en évidence les bienfaits de telle ou telle technique étudiée, en quoi elle représente un réel progrès pour la société et une opportunité pour l'économie, sans esprit très critique sur ses supposés bienfaits ni sur ses limites. Pratiquement aucune n'examine les limites théoriques ou pratiques de ces technologies dans l'économie réelle. Pratiquement aucune n'examine les effets pervers, sur la société et sur l'environnement, d'une adoption massive de ces diverses améliorations ou innovations. On en a encore eu récemment un exemple parlant avec les agrocarburants.

On comprend bien la raison de ce déficit, les recherches critiques ne semblent pas porteuses d'avenir (dont celui de la carrière professionnelle). Il n'y a pas beaucoup de « demande », ni publique ni privée, pour une approche critique des technologies ou de l'économie. Cependant, l'éthique de la recherche d'une part et les interrogations légitimes des politiques et des citoyens d'autre part devraient contribuer à rétablir un certain équilibre.”³⁵⁷

Bentley écrit également que “personne ne fait de modélisation appropriée des systèmes énergétiques pour comprendre le futur énergétique probable de l'Humanité. Il est impératif que cela soit fait”³⁵⁸.

³⁵⁷ Soumission Possoz et al.

³⁵⁸ Soumission Bentley(1)

2.2.4.1. Quel monde sans pétrole?

Difficile d'imaginer un monde avec moins de pétrole, celui dans lequel nous allons progressivement entrer. Encore plus difficile d'imaginer un monde sans pétrole, tant le pétrole abondant et bon marché irrigue aujourd'hui la société :

- dans les **transports**. Environ 50% du pétrole extrait mondialement est consommé dans les réservoirs de divers véhicules (automobiles, camions, avions, bateaux, etc.). C'est le secteur dépendant le plus du pétrole, puisqu'il en dépend à 98% ;
- dans les **infrastructures routières**, surtout le bitume de nos routes et autoroutes ;
- dans le secteur de l'**alimentation**, où sa transformation (et celle du gaz naturel) donnent les engrais et pesticides, mais aussi les emballages plastiques; sans oublier tout ce qui touche à la chaîne du froid et la conservation des aliments ;
- pour le **chauffage** des habitations, commerces et industries ;
- dans l'**industrie** (notamment chimique), mais aussi la construction (fabrication de ciments, etc.);
- dans les centrales **électriques** (bien que la part du pétrole y soit minoritaire).

Les secteurs très pétro-dépendants sont donc les transports (y compris l'infrastructure routière), l'habitat, la pétrochimie. La plupart des autres secteurs dépendent du pétrole, notamment via les transports et le chauffage, depuis le commerce, les industries, l'agriculture, le tourisme, etc. Il convient donc d'examiner les différentes possibilités pour chacun des secteurs. Les plus souvent considérés sont les secteurs des transports, du bâtiment, de la pétrochimie.

Certains auteurs se sont penchés sur ce que pourrait donner le renchérissement ou la disparition du pétrole sur les transports et la pétrochimie. Il s'agit d'une vision qui n'est pas partagée par tous, tant les inconnues sont nombreuses.

Les transports

Selon IEW³⁵⁹, en Wallonie, le transport routier consomme 85 % de l'énergie du secteur (2/3 pour les personnes et 1/3 pour les marchandises), l'aérien 12,5 %, le ferroviaire 2 % et le fluvial moins de 1%. En 2011, le kilométrage moyen d'une voiture était de presque 16.000 km en Wallonie. Les wallons sont donc particulièrement exposés au pic pétrolier.

Selon IEW, les citoyens et les entreprises doivent se préparer à d'importants changements en matière de mobilité, soit à cause de l'augmentation inéluctable du prix des carburants, soit parce que c'est nécessaire pour répondre à différents enjeux environnementaux, dont les changements climatiques. Les transports seraient l'une des deux plus importantes sources d'émissions de gaz à effet de serre en Belgique et échappent depuis des décennies à tout contrôle de la demande (les émissions entre 1990 et 2009 ont augmenté de 30%) en dépit des

³⁵⁹ Les informations de cette section proviennent de la soumission IEW

améliorations apportées aux véhicules. Cette évolution a conduit la Commission européenne à recommander en 2012 à la Belgique de "prendre des mesures pour porter remède au manque de progrès dans la poursuite des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs non-ETS, en particulier en faisant en sorte que les transports contribuent de manière significative à la réalisation de ces objectifs".

Pour IEW, plus courte sera la période disponible pour s'adapter, plus forts en seront les impacts négatifs. A contrario, plus rapide sera la prise de conscience des évolutions à long terme, plus aisées seront à mettre en place les actions nécessaires : acquisition de voitures moins polluantes, covoiturage, voitures partagées, rationalisation des chaînes de déplacement, utilisation accrue des transports en commun et des modes doux... De telles adaptations marginales ont manifestement été mises en place spontanément face aux augmentations des prix des carburants observées ces dernières années.

Concernant le transport de marchandises, IEW se réfère aux discussions qui ont eu lieu lors du colloque de la CPDT, la dimension territoriale des politiques énergétiques et de réduction des gaz à effet de serre:

"A court et moyen terme (avant 2025), il n'y a aucune alternative crédible au pétrole dans le domaine des transports de marchandises. Les agrocarburants sont insuffisants et en concurrence avec la nourriture. Les véhicules électriques sont trop peu performants et trop gourmands en électricité. L'hydrogène va demander des efforts de recherche et développement, ainsi que des efforts financiers et de construction importants, qui demanderont plusieurs décennies."

Dans l'hypothèse d'une diminution importante de la quantité de pétrole économiquement disponible en Europe, les conséquences qui en sont tirées à moyen terme (horizon 2025) sont les suivantes :

Pour les **transports intercontinentaux**, "on s'oriente vers la fin du transport de fret par avion. Restera le transport maritime. Les secteurs concernés sont principalement ceux qui, aujourd'hui, réclament des transports rapides (fruits et légumes, denrées comestibles et périssables, petits volumes). (...) Par contre, les transports plus volumineux, lents, qui sont faits par bateaux continueront (minerais, céréales, voitures, informatique, etc.). "

Pour les **transports intracontinentaux**, " la fin du transport routier international (alimenté par le pétrole) et de l'aviation marque aussi le redéploiement du rail et du transport fluvial. Cela concerne la diminution des transports de denrées périssables (qui circulent entre pays par la route), mais aussi l'approvisionnement des usines et commerces en « flux tendu » international. "

"Si on désire développer le transport par rail, on ne pourra pas se satisfaire du réseau ferré actuel. Il faudra construire de nouvelles lignes, en élargir d'autres, réaffecter les petites lignes construites au début du vingtième siècle et désaffectées depuis, acquérir de nouveaux trains et wagons, etc. Les réseaux locaux, régionaux, nationaux et internationaux devront être reconnectés et, si possible, standardisés [...]."

"Cela ne se fera pas en un jour, ni gratuitement. La transition vers ce nouveau mode de fonctionnement de l'économie demandera un financement adéquat, au moins aussi important que celui qui a conduit de la situation de 1835 à celle de 1960 ; et ce, dans un délai plus court".

Pour IEW, les projections sur les prix de l'énergie sont un exercice extrêmement délicat, et il existe donc une incertitude sur ce scénario, notamment au niveau de son horizon temporel. Pour IEW, il semble cependant inéluctable d'aller vers une diminution de la quantité de pétrole économiquement disponible, et donc vers le futur décrit dans ce scénario.

La pétrochimie

Selon *essenscia*, "la croissance du secteur de la chimie ne serait pas directement affectée par l'augmentation du prix mondial du pétrole, mais les matières premières se raréfiant, il faut s'attendre à une augmentation du prix mondial des matières synthétiques issues du pétrole. Cette augmentation de prix devra être supportée par les consommateurs et engendrera très probablement une utilisation plus judicieuse et un recyclage plus avancé de celles-ci qu'actuellement. L'impact sur le prix du transport des marchandises pourrait également être une menace pour la production des produits pétrochimiques de base en Europe et délocaliser la production de ceux-ci vers des endroits plus proches des lieux de production du pétrole, comme c'est déjà le cas actuellement. Les conséquences pour notre secteur en Wallonie, hormis pour le transport, seront assez limitées, par contre les opportunités de substitution des produits issus du pétrole par de la matière organique « renouvelable » par exemple, sont réelles³⁶⁰.

³⁶⁰ Soumission *essenscia*

2.2.5. Conclusions

Plusieurs auteurs soulignent l'importance à **anticiper le pic pétrolier** plutôt que d'agir sous la contrainte, car on n'est pas vraiment sûr que les substitutions, innovations et investissements pourront surmonter des prix plus élevés, quand l'énergie constitue un élément essentiel de toute activité économique. La question centrale du pic pétrolier, c'est la **vitesse à laquelle on peut effectuer la transition**.

Si la plupart des auteurs estiment que quelque-chose doit être fait, chacun présente son propre panachage de solutions, qui tombent dans trois catégories, **substitution, réduction de la demande, et changements de valeurs**, les solutions préférables étant celles qui augmentent la **résilience** de la société. Les désaccords entre auteurs sur les solutions ont de multiples origines, liées notamment à des estimations différentes des coûts et des temps de déploiement des solutions, des ordres de grandeur des quantités d'énergie à remplacer, des externalités, des risques encourus, du rôle d'autres contraintes, mais aussi de positions idéologiques différentes.

Substitution

Parmi les substituts du pétrole, ceux sous forme liquide dans les conditions ambiantes (les carburants xTL) ont l'avantage de modifier faiblement les infrastructures liées au pétrole. Cependant, CTL et GTL ont des inconvénients (émission de CO₂, procédé de conversion peu efficace, pics du charbon et du gaz naturel), de même que les agrocarburants (surfaces agricoles importantes, concurrence avec la nourriture, agriculture dépendante des énergies fossiles).

Les autres sources d'énergie se retrouvent généralement délivrées au consommateur sous forme d'électricité. L'électricité de sources renouvelables intermittentes (vent, solaire) est disponible presque partout et dans la durée, mais nécessite des modifications importantes des infrastructures basées sur le pétrole, dépend de certaines ressources critiques (lithium, terres rares), occupe de la surface, et est intermittente. Ce problème est le principal frein, puisqu'il rend nécessaire le renforcement des réseaux, la présence de backups (aux énergies fossiles?), le stockage, ou l'adaptation de la demande. Tout cela est coûteux et/ou demande une réorganisation de la société. Enfin, le nucléaire fournit une production stable d'électricité et en quantité, du moins en Belgique, mais il nécessite aussi des modifications importantes des infrastructures basées sur le pétrole et dépend de certaines ressources critiques (dont l'uranium). Mais le principal frein cité reste le risque d'accident et la gestion des déchets nucléaires.

Réduction de la demande

Les mesures de substitution ayant des limites, certains auteurs leur associent des mesures de diminution de la consommation énergétique. Il s'agit de l'Utilisation Rationnelle de l'Énergie (URE), qui combine comportements judicieux et équipements énergétiquement efficaces. Ces efforts sont malheureusement contrecarrés par trois phénomènes: l'effet rebond, les limites de la dématérialisation de l'économie, et les limites du découplage entre consommation d'énergie

et économie. Le couplage fort entre consommation d'énergie et économie a pour conséquence qu'une économie en croissance consomme plus d'énergie. Néanmoins, ces phénomènes ont joué dans le passé dans un contexte de prix bas de l'énergie. Des prix en augmentation pourraient permettre d'affaiblir l'effet rebond, d'affaiblir le lien entre croissance économique et demande en carburants liquides (en stimulant des changements majeurs dans les transports), et de donner enfin aux TIC la possibilité de « dématérialiser » davantage l'économie plutôt que de la « matérialiser ».

Changements de valeurs

Les mesures de substitution et d'URE ayant leurs limites, certains auteurs préconisent des changements dans le système de valeurs et de symboles qui influencent le comportement des organisations, pour aboutir à une civilisation compatible avec les limites de la biosphère. L'organisation actuelle ne peut se maintenir sans croissance économique. Mais les contraintes environnementales et énergétiques sous lesquelles vont évoluer les sociétés dans les prochaines décennies pourraient remettre en question la croissance perpétuelle stimulée par le progrès technique. Dans cette hypothèse, il y aurait lieu de s'intéresser aux systèmes d'organisation des sociétés et aux formes institutionnelles qui seraient compatibles avec la non-croissance économique, voire, avec une certaine décroissance.

2.2.6. Recommandations

Pour IEW, le pic pétrolier est un des moteurs d'une véritable transition énergétique et économique. **La Wallonie devrait dès à présent orienter ses politiques de manière à rendre possible cette transition énergétique en l'intégrant dans une perspective de long terme.** Il est de la responsabilité des pouvoirs législatif et exécutif de **créer un cadre légal performant pour bâtir une société post-fossiles et guider le citoyen dans ses choix.** L'Apere, ne dit pas autre chose, en soulignant que le rôle de la politique est de veiller à doter le territoire d'un cadre qui rend possible et stimule la transition énergétique. Si le cadre est clair, stable et stimulant, l'esprit entrepreneurial s'exprimera dans cette direction. Les leviers et les retombées d'une politique énergétique ne se cantonnent pas à la compétence « énergie ». Parmi les leviers essentiels, le cadre juridique, la fiscalité, la politique de prix, la recherche, l'éducation, les sciences humaines, ainsi que les normes de produits ont un rôle clé à jouer.

Pour l'Apere, concrètement, tout plan d'actions à l'échelle d'une région sera mis en œuvre pour chacun des grands secteurs « énergivores » : bâtiment, industrie, transport et secteur énergétique et en particulier le secteur électrique. Ces quatre secteurs sont spécifiques et les leviers pour les amener à s'adapter leur sont propres.

Voici quelques solutions proposées par les auteurs des soumissions, qui jouent au niveau de l'offre en énergie (substitution), de la demande en énergie (réduction de la demande), et des changements de valeur.

Substitution

Malgré que toute source d'énergie alternative au pétrole ait ses limites, la plupart des auteurs

(Apere, Bauquis, de Beer de Laer, Campbell, Durand, IEW, Leboutte, Possoz, Vermeulen, etc.) encouragent leur développement. Les énergies évoquées sont : énergies des marées et des vagues, éolien (grand éolien ou individuel), solaire, géothermie, biométhanisation, nucléaire.

Les positions des auteurs sont cependant très contrastées sur les priorités à accorder au développement des différentes sources d'énergie :

Nucléaire : oui (Bauquis et Durand).

non (IEW, Vermeulen, Possoz, notamment).

Renouvelable : oui, pour que rapidement 100% de l'énergie consommée soit d'origine renouvelable (Apere).

oui, mais en complément d'autres formes d'énergie, nucléaire notamment, pour ne pas pénaliser l'économie sur le court et moyen terme (Bauquis).

A côté de l'aspect économique, l'aspect climatique est donné comme priorité par certains auteurs comme critère de sélection des sources d'énergie. Le charbon, dernier classé en termes d'émission de CO₂, devrait être éliminé en premier lieu (Bauquis).

Les énergies renouvelables devraient être soutenues par des mécanismes spécifiques à la maturité et la compétitivité des filières, pour éviter les bulles spéculatives (IEW).

De nombreux auteurs ont fait des propositions concernant l'électricité:

- Faire massivement de l'électricité non carbonée (Bauquis)
- Adapter les réseaux électriques pour permettre une gestion intelligente des flux d'électricité (Apere);
- Créer un cadre juridique et incitatif pour reconnaître le service de gestion de la demande et de stockage d'énergie (Apere);
- Développer la mobilité à l'électricité (hybrides, voitures électriques) (Bauquis)
- Continuer à accroître le parc de production renouvelable local (Apere, de Beer de Laer);
- Accroître les capacités d'interconnexion, capables d'intégrer des productions d'électricité décentralisées et intermittentes (Apere, IEW).

Dans le développement des substituts, Serkine suggère de mettre en balance la durée de vie des installations industrielles (environ 40 ans) et le fait que certaines limites de disponibilité des substituts seront atteintes dans un futur plus ou moins proche (charbon, gaz naturel, agrocarburants), afin de ne pas consacrer des investissements colossaux sur des chemins technologiques sans issue.

Réduction de la demande

Imposer un tarif électrique progressif, où le coût augmente avec la consommation (Campbell)

Introduire un système de quotas échangeables, où chacun reçoit une quantité d'essence à prix fixe pour satisfaire ses besoins minimaux essentiels, mais est libre de vendre les droits qu'il n'utilise pas (Campbell);

Augmenter le coût d'émission du CO₂; il est actuellement à 5-6\$/t sur le marché, avec un objectif de 20\$, mais qui devrait être porté à 200\$/t. Mais l'Europe ne peut faire cela isolément sinon elle perdrait toute compétitivité (Bauquis).

Dans le bâtiment :

Continuer à améliorer la performance énergétique du bâti existant et à venir (Aperre, de Beer de Laer);

Renforcer les fonds énergie qui facilitent l'investissement en URE, ex. EcoPack (Aperre)

Installer des compteurs intelligents pour avoir une meilleure idée de sa consommation d'électricité (Campbell).

Favoriser le regroupement des maisons autour de transports collectifs peu énergivores, et des industries autour de transports également peu énergivores (de Beer de Laer).

Lutter contre la dispersion de l'habitat et renforcer la mixité des activités pour permettre sur le long terme de réduire les besoins de déplacements des personnes (Aperre);

Dans l'industrie :

Amener davantage de flexibilité dans la production en lien avec les variations de disponibilité de l'énergie (Aperre);

Développer une économie circulaire et de fonctionnalité (IEW);

Augmenter la durée de vie des biens (Aperre), oser s'attaquer au problème de l'obsolescence programmée (IEW);

Appliquer une taxe CO₂ à l'importation des produits (Aperre);

Dans le transport :

Maîtriser la demande de mobilité et rationaliser les moyens de la satisfaire, en encourageant une régulation des besoins individuels » (IEW);

Encourager le covoiturage (Campbell);

Améliorer l'offre d'alternatives aux transports routier et aérien pour encourager le transfert modal (IEW); Renforcer le chemin de fer (Aperre) ;

Accélérer la mise en œuvre des innovations technologiques concernant tous les moyens de transport : amélioration de l'efficacité énergétique, diminution des pollutions spécifiques...

(IEW); Ne soutenir que les véhicules légers (Aperre);

Sensibiliser la population et les acteurs socio-économiques pour rendre chacun plus conscient des impacts que ses choix de mobilité peuvent causer (IEW);

Au niveau wallon, il importe d'intégrer la forte diminution à venir des transports routiers internationaux par camion et par avion dans toute politique de mobilité, de commerce et industrielle, et s'interroger sur l'opportunité et la durabilité de la stratégie Wallonne de ces dernières années qui consiste à développer de manière volontariste les secteurs aéroportuaire et logistique. Avant même d'avoir pu digérer le déclin de ses industries historiques, la Wallonie n'est-elle pas occupée à s'engager fermement dans une voie promise à un nouveau déclin brutal ? Ne vaudrait-il pas mieux investir dès maintenant ces moyens dans le développement du tourisme local ? (IEW) ;

Développer, voire rendre gratuits, les transports en commun (Tits) ;

Favoriser le vélo (Tits).

Changements de valeur

Favoriser les circuits courts (Aperre);

Encourager de nouvelles formes de participation citoyenne qui reposent davantage sur des acteurs locaux : développement d'un nouveau régionalisme, avec monnaies locales, responsabilité gérée, circuits courts, Répair'cafés, systèmes d'échange local, coopératives citoyennes d'énergie renouvelable... (Campbell, IEW);

Se préparer à un autre type de gestion des biens de consommation : le reconditionnement, la réparation, la réutilisation... Il faut une expertise technique, économique et organisationnelle et lancer dès maintenant des études à ce sujet, puis il faudra des formations (de Beer de Laer).

Développer et soutenir une recherche et un enseignement qui s'intéresse aux systèmes d'organisation des sociétés et aux formes institutionnelles qui seraient compatibles avec la non-croissance économique, voire une certaine décroissance, c.-à-d. qui explorent et soutiennent d'autres courants que l'économie néoclassique qui défend une course à la croissance infinie (IEW, Possoz et al.). Possoz et al ajoutent que dans le souci de laisser les différentes options ouvertes au choix politique, la recherche universitaire devrait poursuivre l'étude des contraintes environnementales, techniques, économiques et sociales, celles que le citoyen constate tous les jours, tout en contribuant à proposer des formes d'organisation des sociétés qui seraient adaptées à ces contraintes (plutôt que de les nier) tant dans leurs aspects techniques qu'économiques et institutionnels ;

Relocaliser l'agriculture : puisque l'agriculture est essentielle et très dépendante des combustibles fossiles, la CE devrait promouvoir sa relocalisation dans les zones urbaines/périurbaines à travers la prochaine politique agricole commune, en détournant des ressources financières des grandes exploitations (loin des villes) pour les dédier à ce type de politique. En outre, cela améliore la résilience aux phénomènes météorologiques extrêmes, et

pourrait être lié à une mesure de conservation des graines anciennes (Serkiné);

Introduire des considérations liées à l'exergie dans les modèles macroéconomiques. Cela pourrait se faire par un autre groupe de travail rassemblant des économistes de la BCE et des experts de l'offre pétrolière (géologues). Cela pourrait être aligné avec la recherche du FMI, qui a conçu un modèle de marché du pétrole dans lequel il y a un couplage entre géologie et technologie (Benes, et al.³⁶¹). Les estimations de l'unité spécialisée de la DG ENER pourraient fournir les données d'exergie sur lesquelles l'objectif de croissance de l'UE serait ajusté (la BCE pourrait penser à l'indexation de la création monétaire sur les anticipations en termes d'exergie) (Serkiné);

Favoriser la transdisciplinarité au sein des institutions, mais qui doit être promue en amont dans les universités. Par exemple, les cursus économiques pourraient inclure des cours de physique, et vice-versa. L'éducation doit être décloisonnée pour créer une porosité entre les champs et développer des connaissances et des compétences systémiques. Cela ferait partie de la flexibilité des structures socio-économiques (Serkiné);

Dans le cadre des fonds structurels, comme la CE implémentera probablement des critères sur l'adaptation au changement climatique pour les programmes opérationnels, ce pourrait être l'occasion de lier une évaluation de la dépendance aux combustibles fossiles, afin de sensibiliser les agents économiques en amont (Serkiné) ;

Prendre des mesures pour réduire la population mondiale (Campbell, Tits).

³⁶¹ Benes, J. et al., 2012. *The Future of Oil: Geology versus Technology*, Washington: IMF Publications. Cité dans soumission Serkiné

2.3. LE PIC PETROLIER, BON POUR L'ENVIRONNEMENT?

A première vue, le pic pétrolier pourrait être intéressant pour l'environnement, ne serait-ce qu'en termes d'émissions de CO₂. Cependant, le déclin du pétrole conventionnel fait que l'Humanité se tourne vers des sources non-conventionnelles, à l'empreinte environnementale plus forte, ou vers le charbon, qui a depuis quelques années détrôné le pétrole en tant que régulateur du système énergétique mondial.

Au sujet de l'exploitation des gaz et huiles de roches-mères, plusieurs auteurs des soumissions (Aperé, Bauquis, Blasband, Hughes, IEW, Laherrère, Leboutte, Possoz et al., Vermeulen) ont ainsi relevé une série de risques et de nuisances, qui peuvent être communs à d'autres industries extractives ou être plus spécifiques à l'exploitation des roches-mères.

Les **risques** sont les suivants :

- **fuite possible du tubage des puits**, qui peut engendrer une pollution si la fuite se produit au niveau d'une nappe phréatique (Bauquis, Hughes, Leboutte).
- **gestion des eaux** (Bauquis, Hughes, IEW). Bauquis détaille ce problème³⁶²:

Il s'agit d'un problème similaire à celui rencontré dans l'exploitation du pétrole classique. La production de pétrole s'accompagne d'une grande production d'eau riche en sels et substances diverses. Actuellement, l'industrie pétrolière mondiale produit environ trois fois plus d'eau (trois fois le débit de la Seine) que de pétrole (une fois le débit de la Seine en pétrole). En sortie des puits, le pétrole est mêlé à de l'eau, et ce contenu en eau augmente au fur et à mesure que le gisement vieillit. Dans le cas de la fracturation hydraulique, typiquement 40 à 60 % de l'eau injectée remonte au début de la production du puits, et cette eau sera contaminée comme dans une exploitation de pétrole classique. Cette eau, il va falloir la stocker, la traiter, et le coût de traitement varie en fonction de la qualité de l'eau qui ressort, et surtout en fonction de l'usage qu'on veut en faire (eau douce, eau industrielle, eau pour l'irrigation). On peut aussi la réinjecter, ce qui entraîne également un coût. Dans les productions classiques, on réinjecte souvent les eaux de gisement ou les boues de forage dans un autre horizon géologique, typiquement d'eau très saline, inutilisable.

- **ismicité** induite par la fracturation ou la réinjection d'eau polluée (Bauquis, Hughes, Laherrère). Bauquis détaille ce problème³⁶³:

Puisqu'un coup de bélier est créé pour fracturer, une onde de choc monte en surface, qui est généralement très faible, en dessous de trois sur l'échelle de Richter (trois, c'est ce qu'on rencontre dans les avenues à Paris bâties sur les lignes de métro). L'échelle de Richter est une échelle logarithmique avec un pas de 30, chaque degré étant 30 fois plus fort que le degré précédent. Le risque est

³⁶² Audition Bauquis

³⁶³ Audition Bauquis

plus grand, jusqu'à 4-5 degrés, parfois 6, si le puits est implanté tout près d'une faille. C'est déjà arrivé, notamment en faisant de la réinjection d'eau polluée, ou en fracturant pour de la géothermie en roche sèche

- **toxicité ou nocivité des additifs** (Bauquis)

Les **nuisances** relevées sont les suivantes:

- **Grande utilisation d'eau** (Bauquis, Hughes, IEW). Selon Bauquis, pour faire l'opération sur des puits standards actuels, il faut typiquement entre 10.000 et 20.000 m³ d'eau. C'est une à deux piscines olympiques qu'on injecte. Ca peut être un problème si le forage se fait dans une zone semi-désertique, mais des alternatives à l'eau douce existent: eau non potable d'un aquifère salin, eau de mer.
- **Empreinte industrielle** (Bauquis, Hughes, Leboutte, IEW). Bauquis relève l'occupation du sol, le camionnage (notamment pour amener l'eau de fracturation quand elle n'est pas disponible sur place), l'impact visuel et auditif pendant la phase de forage. Leboutte écrit: "Difficile d'imaginer ces territoires entiers mités de dizaines de milliers de puits de pétrole nécessitant un incroyable réseau de routes et de tuyauteries."³⁶⁴
- **Émissions de CO₂ par torchage** (Bauquis, Laherrère). Les puits à huile, explique Bauquis, produisent toujours un certain pourcentage de gaz associé qui est brûlé sur place, parce qu'il n'y a aucun moyen économique de le récupérer. Il n'y en a pas aujourd'hui, et il n'y en aura pas demain. Il n'est pas possible de récupérer ce pourcentage de gaz sur un puits à huile dont l'essentiel de la production se fait en quelques mois. Vous ne pouvez généralement pas le brancher à une installation de gazoducs pérenne, puisque la production de gaz va durer quelques mois en diminuant rapidement, et que la production va changer de place lorsqu'on va forer de nouveaux puits³⁶⁵.

Des études satellitaires estiment les volumes torchés à partir de la luminosité de nuit sur des provinces dépourvues d'industrie. Dans le Dakota du Nord, c'est considérable. Bauquis cite une dizaine de pour cent du contenu énergétique total des puits (gaz + huile)³⁶⁶. Ce qui est torché correspondrait à plus de 30% du gaz produit (commercialisé) dans le Dakota du Nord, selon Laherrère³⁶⁷.

- **Émissions de CO₂ dues à l'utilisation de la ressource-même** (Leboutte, Possoz et al., Vermeulen, IEW, Blasband), qui contribuent aux émissions de gaz à effet de serre.

Quand on fait le bilan des risques et nuisances, les auteurs se divisent en deux groupes concernant l'opportunité de développer les hydrocarbures de roches-mères :

³⁶⁴ Soumission Leboutte

³⁶⁵ Soumission Bauquis

³⁶⁶ Soumission Bauquis

³⁶⁷ Soumission Laherrère(3)

- Le premier groupe (par exemple Bauquis, essencia, Cefic, FPB) est **favorable à leur développement, en prenant les mesures nécessaires pour limiter les risques et nuisances**. Bauquis suggère notamment d’avoir des règles fixées par des organes de supervision compétents. “C'est bien à l'organe de supervision, à la puissance de fixer les règles. Ce n'est pas aux pétroliers. L'intérêt du pétrolier, c'est que cela coûte le moins cher possible. Si vous le laissez dans un environnement de cow-boy, où il peut remettre cela à la rivière ou dans les champs, vous avez des chances que c'est comme cela que ça termine”³⁶⁸.

Par exemple, pour les risques de sismicité, Bauquis suggère des documents d'implantation bien faits, pour ne pas se mettre près d'une faille, et de faire auditer ces études par des organismes fiables.

Pour les additifs, selon lui, l'Europe est nettement mieux organisée que les États-Unis grâce au système REACH, entré en vigueur en 2007, qui rationalise et améliore l'ancien cadre réglementaire de l'Union européenne sur les produits chimiques. En Europe, ce cadre permet d'obliger les sociétés à déclarer ce qu'elles injectent, à analyser ce qui ressort, et fixer des seuils, produit par produit, acceptables ou non. Aux États-Unis, le cadre est établi État par État, avec des contraintes parfois trop faibles dans certains États³⁶⁹. Le Cefic a également donné son avis sur ce sujet, soutenant l'utilisation de substances chimiques dans des conditions où les risques pour l'environnement et la santé humaine sont contrôlées. Le Cefic cite les réglementations européennes, REACH, le Règlement sur les Produits Biocides (RPB), et la Directive Cadre sur l'Eau (DCE), ainsi que les réglementations nationales, régionales et locales, comme rempart contre les abus. Le Cefic soutient aussi la divulgation publique du contenu des fluides de fracturation et l'utilisation des produits chimiques et de l'eau selon les recommandations de l'IEA³⁷⁰.

Pour Bauquis, la plupart des problèmes de risques ou de nuisances se résument à une question d'acceptabilité par les populations, qui est très différente entre les États-Unis, où les propriétaires du sol sont souvent favorables au développement de ce type d'hydrocarbures car ils sont également propriétaires du sous-sol, et l'Europe et le reste du monde, où ce sont les états qui sont propriétaires des droits miniers.³⁷¹

- Le deuxième groupe (par exemple IEW, Leboutte, Apere, Vermeulen) est **défavorable au développement des hydrocarbures de roches-mères**, certains évoquant la **multiplication des risques et nuisances, qui augmentent avec le nombre de puits forés**, d'autres évoquant plus généralement la **nécessité de ne plus développer les combustibles fossiles carbonés**, de par leurs impacts environnementaux, en particulier les émissions de gaz à effet de serre.

³⁶⁸ Audition Bauquis

³⁶⁹ Audition Bauquis

³⁷⁰ Document Cefic soumis par essencia

³⁷¹ Audition Bauquis

Ainsi, IEW écrit que “l’exploitation des énergies fossiles a un coût social et environnemental très élevé. Souvent occultées, ces externalités liées aux énergies fossiles sont *in fine* payées pas la société. Le secteur énergétique, dominé à 85 % par les énergies fossiles, est le principal contributeur (pour 2/3) aux émissions de gaz à effet de serre (GES) mondiales. Il s'agit d'une contribution majeure au réchauffement climatique, pour lequel la communauté scientifique recommande de ne pas dépasser une augmentation de 1,5 à 2 °C pour échapper à des bouleversements irréversibles (« tipping point »). Pour rester sous ce seuil, la concentration en CO₂ dans l’atmosphère ne peut dépasser 450 ppm. Or cette concentration augmente d'année en année et le seuil de 400 ppm a été atteint en mai 2013. Selon l’Agence internationale à l’Énergie (AIE), la consommation mondiale ne peut dépasser un tiers des réserves prouvées de combustibles fossiles d’ici 2050 afin de rester sous ce seuil de 2°C d’augmentation de température [...]. De même, l’exploitation du pétrole impacte lourdement l’environnement (consommation et pollution des ressources en eau, déforestation, dégradation des sols, perte de biodiversité). Ces atteintes à l’environnement représentent un coût supporté par la société. Coût assumé déjà aujourd’hui mais également reporté sur les générations futures”. IEW cite comme autre externalité la pollution atmosphérique (CO, composés organiques volatiles, SO₂, NO_x, particules fines, ozone), dont une grande part est émise par la combustion des énergies fossiles, et responsable de nombreux problèmes sanitaires humains (maladies respiratoires et cardiovasculaires, naissances avant-terme, risque d'allergie et d'asthme, etc.).

Si on se penche plus en détail sur les émissions de CO₂ mondiales, on voit que les projections de Bauquis-Campbell-Laherrère pour la production de liquides hydrocarbonés encadrent le scénario 450 de l’IEA (voir Figure 34). Cela peut paraître encourageant, car le scénario 450 correspond à 450 ppm de CO₂ eq dans l’atmosphère, un seuil qui selon les modèles du GIEC donne une probabilité de 50% de ne pas voir la température de l’atmosphère augmenter de plus de 2°C par rapport au niveau pré-industriel. Cependant, même si ces nouvelles sont encourageantes, les émissions globales de CO₂ dévient du scénario 450 de l’IEA, principalement à cause du charbon. Aussi, bien que Durand indique que les émissions de CO₂ des énergies fossiles se situent dans la partie basse de l’éventail des scénarios SRES (Special Report on Emissions Scenarios) du GIEC grâce aux pics prochains du charbon et du gaz naturel³⁷² qui viennent s’ajouter au pic du pétrole, les émissions semblent encore trop élevées. Bauquis trouve qu’on est sur une trajectoire d’émissions de gaz à effet de serre quasi suicidaire (+4 à 6°C d’ici la fin du siècle), et suggère d’avoir pour priorité la diminution du contenu carbone du mix énergétique, et non la diminution des consommations d’énergie sans regarder leur contenu en carbone. Il donne la priorité à la suppression du charbon, plus gros émetteur de CO₂ par calorie fournie, et de le remplacer dans un premier temps par du gaz (dont le gaz de schiste) ou de l’électricité non carbonée. Dans un deuxième temps, Bauquis envisage qu’on se débarrasse du pétrole et du gaz³⁷³.

³⁷² Soumission Durand

³⁷³ Audition Bauquis

2.3.1. Conclusions

Si le pic pétrolier semble à première vue intéressant pour l'environnement, le déclin du pétrole conventionnel fait que l'Humanité se tourne vers des sources non-conventionnelles ou vers le charbon, à l'empreinte environnementale plus forte.

Ainsi, la nécessité de développer les hydrocarbures de roches-mères est très controversée parmi les auteurs. Certains sont favorables à leur développement, en prenant les mesures nécessaires pour limiter les risques et nuisances. D'autres y sont défavorables, et citent la multiplication des risques et nuisances qui accompagnent la nécessité de forer en continu un très grand nombre de puits, ou plus généralement la nécessité de ne plus développer les combustibles fossiles carbonés, de par leurs impacts environnementaux, en particulier sous forme d'émissions de gaz à effet de serre.

Selon les modèles du GIEC, il est conseillé de ne pas dépasser le seuil de 450 ppm de CO₂ eq dans l'atmosphère, car ce seuil correspond à une probabilité de 50% de voir la température de l'atmosphère augmenter de plus de 2°C par rapport au niveau pré-industriel. Le pic pétrolier va conduire les émissions de CO₂ liées au pétrole à décliner, mais ce déclin ne compense pas la poursuite de la hausse des émissions de CO₂ des autres énergies fossiles, principalement du charbon. Sans mesures de réduction des émissions de CO₂, le seuil de 450 ppm de CO₂ eq. devrait donc être dépassé.

Par conséquent, si la plupart des auteurs soutiennent le développement d'énergies alternatives, certains insistent pour avoir comme priorité la diminution du contenu carbone du mix énergétique.