

Les marchés pétroliers: comprendre leur fonctionnement Understanding the Oil Markets Function

Ahmed BOUDJEMIL ^{1*}, Mohammed SADOUNI ²

¹ Centre Universitaire de Tipaza, Algeria (Alger), tahaboudjemil2000@yahoo.fr

² Université de Béchar, Algeria (Alger), saadouni_mohamed@yahoo.fr

Received: 22/06/2021

Accepted: 26/08/2021

Published: 01/12/2021

Abstract:

The purpose of this article is to get to know the oil market and how it works, going over its detailed structure, and look at how it has changed over time. It will then be a question of evaluating the energy issues of this planetary battle being waged, on the one hand, by consumer countries, and on the other hand, producer countries, especially Arab countries. The study will attempt to answer the following question: What will be the prospects for oil and gas production in the next century?

The study reveals that it remains difficult to determine the part of the shock attributable to different transient causes than that rooted in lasting factors.

Keywords: petroleum; oil markets; energy resources; geopolitics of petroleum; rent and power.

Jel Classification Codes: L13, Q31, Q32.

Résumé:

L'objet de cet article est de bien connaître le marché pétrolier et son fonctionnement en revenant sur sa structure détaillée, et de s'intéresser à son évolution au fil du temps. Il sera question, ensuite, d'évaluer les enjeux énergétiques de cette bataille planétaire que mènent, d'un côté les pays consommateurs, et d'un autre côté les pays producteurs notamment arabes. L'étude tentera de répondre à la question suivante: quelles seront les perspectives de production de pétrole et de gaz dans le siècle à venir?

* Auteur correspondant

L'étude révèle qu'il reste difficile de déterminer la part du choc attribuable à des différentes causes transitoires de celle qui s'enracine dans des facteurs durables.

Mots clés: pétrole; marchés pétroliers; ressources énergétiques; géopolitique du pétrole; rente et pouvoir.

Jel Classification Codes: L13, Q31, Q32.

1. Introduction:

L'industrie pétrolière se présente comme un secteur d'activités aux lignes sombres et complexes. C'est une industrie qui est étroitement associée aux relations internationales, ce qui lui confère un rôle important. Si l'industrie a pris son envol sur le continent américain, le Moyen-Orient est rapidement devenu la région privilégiée pour la production pétrolière. Le pétrole a également joué un rôle dans la décolonisation et fut un enjeu au cœur de crises et de conflits mondiaux.

Aujourd'hui, le pétrole est une matière première stratégique de première importance, alors qu'il fait l'objet d'une attention particulière de la part du gouvernement américain et d'acteurs dotés de grandes influences et de capacités militaires. Les rapports de force établissent alors les conditions dans lesquelles se déroule le commerce pétrolier. La répartition inégale de la ressource crée un jeu politique mettant en scène des acteurs de poids comme les compagnies pétrolières, les États-Unis et les pays producteurs (OPEP et NON-OPEP). Sur le plan de la production, le Moyen-Orient est la région la plus avantagée tant en termes de qualité du pétrole, de quantité que de coûts de production.

Dans ce contexte, et pour englober les aspects de notre sujet, notre problématique peut être résumée dans la question suivante:

Quelles seront les perspectives de production de pétrole et de gaz dans le siècle à venir? Et quels seront, aussi, les stocks disponibles d'hydrocarbures et leurs durées de vie, dans la mesure où ces hydrocarbures resteront incontournables dans les décennies à venir.

L'importance de l'étude:

Cette étude vise à connaître le marché pétrolier et son fonctionnement, et de diagnostiquer son évolution au fil du temps, et d'évaluer les enjeux énergétiques de cette bataille planétaire que mènent, d'un côté, les pays consommateurs, et d'un autre côté, les pays producteurs notamment arabes qui, malheureusement, ne jouissant que de cet avantage, ne sont jamais parvenus à développer leurs économies, se trouvent dans une situation de grande dépendance envers les revenus pétroliers. Cela nous donne une vision globale de l'avenir du marché pétrolier, dans le but de se former une image plus claire de l'économie nationale pour les années à venir.

1. Portrait de l'industrie des hydrocarbures:

Le pétrole est l'énergie la plus indispensable de toutes les autres sources d'énergie, au sens où il couvre 97% des besoins en carburant. Comme le pétrole est liquide, il est facile de le produire, de le transporter, de le stocker et

de l'utiliser (Antoine, La libéralisation des marchés de l'énergie: utopie, théories et pragmatisme, 1998).

L'industrie pétrolière se subdivise en «activités amont» et en «activités aval». Les activités en amont comprennent: l'exploration et la production de pétrole brut. Quant aux activités en aval, elles comprennent le raffinage du pétrole et la commercialisation des produits qui comprend la vente en gros ainsi que la vente des produits au consommateur par l'entremise des stations-service et d'autres points de vente (Antoine, 2006).

1.1.Présentation de la filière énergétique:

Le premier maillon de la chaîne pétrole et gaz est l'exploration. Les géologues analysent les informations à leur disposition en vue de d'identifier les zones les plus susceptibles de renfermer des gisements. Puis ils effectuent sur ces zones une campagne sismique, c'est-à-dire une sorte d'échographie du sous-sol en envoyant des vibrations dans le sous-sol afin d'enregistrer leur retour après qu'elles se sont en partie réfléchies à chaque changement de couches géologique. Sur terre on utilise des explosifs ou des camions vibreurs pour créer ces vibrations et des géophones pour enregistrer leur retour. En mer, ce sont des canons à air qui créent des vibrations depuis un navire sismique. A partir de l'analyse des données enregistrées, et la localisation des gisements possibles, commence, alors, l'étape du forage, tout en espérant trouver du pétrole et du gaz. Lorsque le gisement est bel et bien découvert et délimité par plusieurs forages d'appréciation, commencera, alors, l'étape de la production.

Grace à de nombreux puits de production forés dans le gisement, remonte à la surface un mélange de pétrole, de gaz et d'eau qu'il faut s'éparer immédiatement. C'est pourquoi les installations de production sur terre sont très vastes. En mer, ces installations sont concentrées sur d'immenses plates-formes de production reliées à la côte par des tuyaux. Quand elles sont trop éloignées des côtes et qu'installer des canalisations coûterait très cher, on utilise des bateaux spéciaux, appelés «navires FPSO», sont utilisés pour traiter et stocker directement la production (Bedar, 2001).

L'étape suivante est le transport. Si les conditions le permettent, le pétrole et le gaz sont acheminés directement par des canalisations, appelées oléoducs pour le pétrole et gazoducs pour le gaz. Le transport s'effectue souvent par voie maritime. Sur les distances importantes, le pétrole brut est chargé à bord de navires pétroliers (les tankers) puis il est stocké à son arrivée dans de grands réservoirs. Par contre le gaz, il doit d'abord être liquéfié dans une usine de traitement, en le refroidissant à -163°C , avant d'être chargé à bord de méthaniers. A son arrivée au terminal, le gaz naturel liquéfié sera re-gazéifié

avant d'être stocker. Le pétrole brut est ensuite acheminé par oléoduc jusqu'à une raffinerie, où il va être transformé en de nombreux produits finis (GPL, essence, kérosène, gazole...), ou en naphta qui sert à la fabrication des plastiques dans les usines pétrochimiques. Le gaz, de son côté, est prêt à être injecté directement dans le réseau de gazoducs local pour servir de combustibles à des centrales électriques, ou pour répondre à la demande industrielle, commerciale ou domestique (CARTON, 2000).

1.2 Structure corporative de l'industrie pétrolière:

Les compagnies pétrolières ont une longue histoire, qui a commencé au XIX^e siècle et continu de connaître de nombreux bouleversements sous l'impact des événements économiques et géopolitiques.

Les deux grandes compagnies pétrolières les plus anciennes sont: Standard Oil par l'Américain Rockefeller et Shell par le Britannique Marcus Samuel. En 1911, la Standard Oil est devenue si puissante que le Congrès américain vote une loi anti-trust (loi interdisant la constitution de très grandes entreprises dont la situation de monopole peut fausser le jeu de la concurrence). Cette législation oblige la compagnie à se scinder en trois sociétés: Standard Oil of New Jersey (future Exxon), Standard Oil of New York (future Mobil), Standard Oil of California (Socal). Dès leur création, ces trois nouvelles sociétés comptent parmi les sept compagnies pétrolières les plus importantes au monde, groupe que l'on nomme *SevenSisters*, les «sept sœurs»: Exxon, Mobil, Socal, Texaco, Gulf, BP, Shell. À ces sept sociétés, on ajoute traditionnellement la CFP (Compagnie française des pétroles), future Total (Chevallier, 2006).

En juillet 1928, cinq compagnies (BP, Shell, Exxon, Mobil, CFP) signent les accords dits de la «Ligne rouge», qui consistent en un partage amiable des ressources pétrolières dans l'ancien Empire ottoman (c'est-à-dire de la Palestine au nord de l'Irak et à la péninsule Arabique). Sur ces bases se forment plusieurs grands consortiums qui permettent aux compagnies de mettre en commun leurs moyens de prospection: IPC (Iraq PetroleumCompany); ADPC (Abu Dhabi PetroleumCompany, aux Émirats arabes unis); QPC (Qatar PetroleumCompany); KOC (KoweitOilCompany) et ARAMCO (Arabian American OilCompany, en Arabie Saoudite).

Dans les années 1950, la part des revenus pétroliers reversés par les consortiums aux pays où sont situés les gisements augmente sensiblement, sans toutefois affecter les bénéfices des *SevenSisters*. Après le choc pétrolier de 1973 qui entraîne une hausse brutale du prix du baril, les compagnies

pétrolières étrangères réalisent 17,5 milliards de dollars de bénéfices en 1974 (contre 8 milliards de dollars en 1973)!

Depuis lors, les États producteurs de pétrole veulent contrôler eux-mêmes l'exploitation de leurs ressources pétrolières par le biais de compagnies nationales. Les compagnies privées doivent finalement leur céder les droits d'exploitation des gisements et les grands consortiums qu'elles avaient fondés sont peu à peu nationalisés. Parallèlement, les zones potentiellement très riches en hydrocarbures se font de plus en plus rares. Les coûts d'exploration et de production du pétrole sont donc de plus en plus élevés. Un grand nombre de compagnies pétrolières petites et moyennes sont alors rachetées par des compagnies plus importantes.

Dans la continuité de cette vague de rachats, plusieurs majors fusionnent, entre 1984 et la fin des années 1990, pour donner naissance aux cinq grandes compagnies que l'on connaît aujourd'hui.

- Royal Dutch/Shell est une compagnie anglo-néerlandaise née de la fusion entre Shell et Royal Dutch;
- Exxon Mobil est une compagnie américaine issue de la fusion entre Exxon et Mobil;
- BP est une compagnie britannique née de la fusion entre British Petroleum et Amoco;
- Chevron est une compagnie américaine créée par fusion entre Chevron (ex-Socal) et Texaco;
- Total est une compagnie française provenant de la fusion entre Total, Fina et Elf.

Quel que soit le critère retenu, elles sont dans les douze premières places des classements mondiaux. Il est à noter qu'elles diversifient depuis quelques années leurs activités dans d'autres secteurs que les hydrocarbures et notamment dans les énergies renouvelables. Ainsi, Shell développe la biomasse, le solaire et l'éolien tandis que Total est largement impliqué dans le photovoltaïque depuis son rachat de SunPower. L'Europe dispose d'autres grands groupes internationaux de longue tradition, comme GDF Suez (hors pétrole), l'italien ENI ou le norvégien Statoil.

1.2.1 Les compagnies nationales:

Conscientes de leur volonté de contrôler eux-mêmes l'exploitation de leurs ressources pétrolières par le biais de compagnies nationales, les États producteurs veulent défendre leurs intérêts nationaux dans le domaine des hydrocarbures. Ces compagnies nationales sont contrôlées à plus de 50 % par l'État. Dans les pays de l'organisation des pays exportateurs de pétrole

(OPEP) , mais aussi dans quelques pays non-membres de cette organisation, les compagnies nationales ont même l'exclusivité ou la quasi-exclusivité de la production pétrolière.

Parmi elles, Aramco en Arabie Saoudite et les compagnies des Etats du Golfe (Abou Dhabi, Dubaï, Koweït, Qatar), Sonatrach en Algérie et NNPC (Nigerian National Petroleum Corporation) au Nigéria. La compagnie iranienne NIOC (National Iranian Oil Company) a poursuivi son développement dans le gaz malgré les difficultés géopolitiques. La guerre a considérablement affecté les compagnies irakiennes ou libyennes. PEMEX (Petróleos Mexicanos) au Mexique et PDVSA (Petróleos de Venezuela SA) au Venezuela sont également des compagnies nationales puissantes.

Plusieurs compagnies de pays émergents ou ex-communistes occupent une place de plus en plus importante dans le paysage pétrolier mondial et cherchent à concurrencer les majors en opérant ailleurs que dans leur zone nationale. Privatisant progressivement son économie, la Russie s'est dotée de compagnies puissantes dans le pétrole et le gaz: Lukoil, Gazprom, Rosneft. En Chine, Petro China et Sinopec, issues des compagnies d'Etat mais cotées sur plusieurs places boursières, figurent parmi les trois plus grandes compagnies pétrolières du monde en termes de chiffre d'affaires. Petrobras au Brésil a réalisé en 2010 la plus grande opération de capitalisation boursière au monde pour procéder à l'exploitation de ses immenses gisements off-shore (Colombani, 2005).

1.2.2 Une myriade d'autres compagnies:

Le monde des hydrocarbures regroupe aujourd'hui des sociétés très diverses par leur taille et leur statut. En dehors des majors, des compagnies nationales et des grandes compagnies des pays émergents, le secteur des hydrocarbures regroupe aussi:

- des compagnies indépendantes de taille moyenne présentes dans une région ou un pays, voire même à l'international, comme de nombreuses compagnies américaines ou françaises (Maurel & Prom);
- des sociétés parapétrolières qui fournissent aux compagnies des services dans le cadre de l'exploration et de la production (Schlumberger, Halliburton, CGG, etc.). Elles interviennent dans des domaines techniques précis (mesures géophysiques, forages, etc.) et louent aux compagnies du matériel essentiel, comme Technip;
- enfin, des bureaux d'études ou des consultants indépendants proposent leurs services aux compagnies pétrolières pour des études ou des audits techniques. Certains organismes comme l'IFP-EN (Institut Français du Pétrole et des

Energies Nouvelles) ont aussi une offre de formation et mènent des travaux de recherche innovants.

1.2.3 Compagnies pétrolières (étrangères) et pays producteurs:

Les relations entre compagnies pétrolières et pays producteurs ont connu de grandes évolutions au cours de l'Histoire. Dans le but de contrôler leurs réserves d'hydrocarbures, les pays producteurs contrôlent l'accès aux réserves pétrolières et décide des partenariats avec les sociétés privées candidates à l'exploitation. Deux types de contrats dominent:

- Les contrats* de concession qui sont valables dans plusieurs pays (Angola, Gabon, Nigeria, Australie, Russie, USA, Brésil, Norvège, Royaume- Uni, Colombie, etc.). aux termes de ces contrats, les Etats concèdent aux compagnies pétrolières des zones d'exploration pour une durée variant entre 25 et 50 ans pour une redevance dont la base proportionnelle de 17,5% est calculée sur le prix de vente. A cette redevance s'ajoutent des charges opérationnelles (impôts, taxes, frais d'exploration, évacuation et amortissement...). Pour cette forme de contrat, connu aussi sous l'appellation «le brut de concession» (ou d'équité), le pétrole est directement produit et commercialisé par les compagnies exploitantes, devenues propriétaires des ressources minérales au terme de ce contrat (Favennec & Copinschi, 2003).

Par contre, dans le cadre des contrats de partage de production adoptés par la plupart des pays arabes (Algérie, Libye, Egypte, Nigeria, Congo, Qatar, Indonésie, Kazakhstan...), les règles de partage de la rente pétrolière sont définies comme suit: redevance minière (15%), cost-oil (50%), profit oil et excessoil (partage négociable), PID (1%) et bonus. Dans cette forme de contrat, appelée aussi le «brut de participation», l'Etat garde le contrôle des réserves du pays ainsi que des infrastructures d'exploitation dans lesquelles les sociétés privées investissent. Dans ce cas, la compagnie nationale délègue une partie de la production aux sociétés étrangères et celles-ci partagent avec leur partenaire une certaine proportion du pétrole et du gaz produits, fixée par contrat. Mais, il revient aux états producteurs et aux compagnies nationales de prendre en charge la commercialisation puisque l'Etat garde le contrôle des réserves du pays ainsi que des infrastructures d'exploitation dans lesquelles les sociétés privées investissent.

* A ce sujet Ngodi note qu'« à la lumière des règles de partage définies, force est de constater que les bénéficiaires des différents contrats pétroliers sont les compagnies pétrolières. Dans le cas par exemple des CPP, la part attribuable aux Etats se situant entre 31 et 35 % dans la plupart des pays de l'Afrique sub-saharienne, alors qu'ils sont de l'ordre de 51% (Etat) contre 49% (compagnie) en Algérie et en Libye.

1.3 Technologie et investissement dans la l'industrie pétrolière:

L'industrie pétrolière est le cœur de l'économie mondiale, Elle représente un chiffre d'affaire de 3500 milliards de dollars par an, rien que pour le pétrole. Plus de 1500 milliards de dollars pour le gaz (ce qui fait un chiffre d'affaire totale de 5000 milliards de dollars), alors que l'industrie de l'automobile fait un chiffre d'affaires de 100 milliards de dollars, 50 fois moins. Cette industrie pétrolière est de loin l'industrie la plus importante dans le monde (Guetta, 2000). L'avenir de la production pétrolière mondiale dépend d'un niveau technologique plus élevé et d'investissements plus importants, ainsi que de la prospection de territoires pour le moment inaccessibles. Ces points convergent pour aboutir à un pétrole plus cher.

Sans cesse, de nouvelles technologies contribuent à modifier les conditions économiques de l'exploitation des hydrocarbures, en permettant d'accéder à des gisements nouveaux et de baisser les coûts de production. Le paysage a ainsi été profondément modifié par la part grandissante de l'offshore (et, plus récemment, de l'offshore profond) dans l'exploitation pétrolière et gazière. Les exploitations se font par des profondeurs d'eau de plus en plus importantes, grâce à des technologies spectaculaires. L'utilisation du digital optimise l'efficacité de l'ensemble des processus industriels, et notamment ceux de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures.

Sur terre, les techniques de fracturation hydraulique et de forages horizontaux ont permis aux États-Unis de développer l'exploitation des gaz et pétroles de schiste, au sein même des roches-mères. Des améliorations apportées à ces mêmes technologies permettent de réduire progressivement les impacts environnementaux dans l'exploitation des pétroles lourds et des sables bitumineux.

Notons que contre toute attente de retournement de la situation pétrolière aux États-Unis, et de l'avis de pas mal d'analystes, la chute des prix du gaz aux États-Unis n'a pas freiné l'exploitation des hydrocarbures de schiste. Au contraire, celle-ci s'est plus nettement orientée vers les liquides associés au gaz, c'est-à-dire les pétroles de schiste et les pétroles légers de réservoirs compacts (tightoil), devenus très rentables en raison du prix élevé du baril jusqu'à l'été 2014.

Les grands producteurs d'hydrocarbures – pays du Golfe et Russie – ne se sont d'abord pas inquiétés de l'essor de la production américaine. Pour eux, le coût d'exploitation de ces hydrocarbures non conventionnels allait rapidement freiner les producteurs américains. Mais grâce aux progrès technologiques

qu'entraîne tout type d'exploitation nouveau, ce coût s'est rapproché de celui des pétroles en offshore et en zones difficiles (Jacqueet & Nicolas, 1991).

2. Cartel et jeu de domination géopolitique mondiale:

2.1 Prise en main du marché par l'OPEP:

Les années 70 ont représenté un tournant majeur dans l'histoire de l'industrie pétrolière. S'inspirant de l'expérience mexicaine de 1938, plusieurs pays membres de l'OPEP nationalisent la totalité des avoirs des compagnies étrangères opérant sur leur sol. D'autres accroissent de façon substantielle leur participation dans le capital des compagnies exploitantes. Les événements politiques renforcent la cohésion des pays arabes et, à l'occasion de la guerre du Kippour, l'OPEP décide unilatéralement de faire passer le prix du brut de référence d'Arabie saoudite de 3 à 11,65 \$ le baril à partir du 1er janvier 1974. Un embargo est décrété vis-à-vis des Etats-Unis et quelques autres pays. La situation se durcit à l'aube de la révolution iranienne de 1979 et du conflit Iran-Irak en 1980. La demande augmente fortement tandis que l'offre de l'OPEP plafonne. Entre le début de 1979 et la fin de 1981, les prix officiels sont multipliés par 2,5 pour atteindre 34 \$.

Mais, à la différence des années 70 où la hausse du prix de l'énergie s'était combinée au maintien d'une demande soutenue de produits pétroliers, le choc de 1979 entraîne une adaptation en profondeur de la demande. Des politiques actives d'économie et de substitution d'énergie sont élaborées en Europe pour réduire la dépendance à l'égard du pétrole. L'intensité pétrolière du PIB va décroître sensiblement dans les pays consommateurs.

Pour maintenir les prix où ils se trouvent, l'OPEP va amorcer un tournant dans sa stratégie, qui prendra effet en 1982 lors de la Conférence de Vienne. Cette année-là, l'OPEP s'érige véritablement en cartel, destiné à défendre une politique de prix fort. Des quotas de production sont fixés pour chacun des pays membres (Laponche, 2008).

La baisse du coût marginal de production à partir du début de la décennie, combinée à des prix de vente élevés, ont ravivé la production du côté des pays non OPEP. Fin 1985, la situation devient paradoxale. En poursuivant une stratégie de prix fort, l'OPEP a perdu presque la moitié de ses parts de marché et de ses revenus tandis que les producteurs extérieurs à l'organisation ont bénéficié à la fois de l'effet volume et de l'effet prix.

Sous l'impulsion de l'Arabie saoudite, qui supportait une grande partie de l'ajustement, l'OPEP décide d'abandonner son objectif de prix fort et relance sa production en vue de regagner ses parts de marché. Fin 1986, les prix chutent à 10 \$ le baril, soit le niveau d'avant le choc de 1979. Mais nombre de

pays producteurs ne peuvent supporter longtemps un tel manque à gagner. La détérioration de leurs rentrées fiscales et de leur solde commercial les a contraints dès l'année suivante à adopter une stratégie plus consensuelle. En 1986, des quotas de production sont ré-introduits pour tous les pays du cartel en dehors de l'Irak, et le prix officiel du baril de référence (Arabian Light) de moyen terme est fixé à 18 \$, considéré comme un prix d'équilibre soutenable à moyen terme et acceptable par les pays consommateurs.

2.2 L'OPEP- entre influence et arrangement politique:

En 1982, l'OPEP met en place un système de régulation de la production et du prix de vente au moyen de quotas maximums de production. Le volume de production de chacun des membres est défini en fonction de ses réserves et ajusté en fonction des besoins des pays consommateurs. Le fonctionnement de ce système de régulation est toutefois affecté par les fluctuations du cours du dollar, monnaie de transaction du pétrole: le pouvoir d'achat des pays producteurs diminue lorsque le cours du dollar baisse et inversement.

De plus, l'OPEP gère un instrument de quantification: le panier de l'OPEP fixe un prix de référence à partir des prix de dix-huit pétroles bruts aux qualités différentes reflétant les principales exportations de bruts des pays membres. Ce panier est concurrencé par le WTI et le Brent dont les prix ne diffèrent que de quelques centimes. La gestion de la production et des prix est prolongée par l'évaluation périodique des réserves disponibles. Au-delà du contexte économique, l'action de l'OPEP sur l'évolution des prix du pétrole est étroitement liée à l'environnement géopolitique.

Au cours des dernières années, l'OPEP semble avoir perdu une partie de son pouvoir de cartel sur le marché. En effet, plusieurs facteurs peuvent militer en faveur d'une relative éviction de son pouvoir.

D'abord, la demande mondiale de produits pétroliers n'augmente plus que de 1 à 2 % par an, contre 3,5 % en moyenne sur la décennie 1970. Or cette hausse est faible en regard des possibilités d'approvisionnement du marché.

Du côté de l'offre, le retour de l'OPEP est allé de pair avec la reprise de la production dans les autres pays. Depuis plusieurs années, de nouveaux pays producteurs sont apparus et bénéficient d'un phénomène que l'OPEP avait sans doute sous-estimé: la baisse des coûts de production entraînée par le progrès technique (Le Leuch, 2007).

Un autre facteur non moins négligeant est l'indiscipline au sein même de l'OPEP. La politique des quotas a du mal à être respectée*. Les intérêts des uns et des autres ne convergent pas toujours. Les pays du noyau dur (Arabie saoudite, Emirats arabes unis, Koweït) possèdent les réserves les plus importantes et leurs coûts de production sont les plus faibles. Si les pays du golf privilégient une stratégie de long terme en raison des besoins financiers nécessaires à la stabilité économique et sociale qui sont moins pressants, à l'inverse, le Venezuela et d'autres pays sont plutôt attentifs à la situation des marchés pétroliers en raison d'une plus forte exposition aux contraintes financières. Cette perte relative de pouvoir n'a pas empêché l'OPEP de fomenter un retournement spectaculaire du marché pétrolier au cours des dernières années. Mais dans ce cas, ce ne serait plus l'OPEP qui déterminerait toute seul ce nouveau prix d'équilibre mais le marché (J.M.Chevalier, 2006).

2.3 L'OPEP et les nouveaux producteurs américains:

Avec l'envolée des prix du pétrole, le secteur pétrolier, fiable et lucratif, à exercer une forte attirance sur les investisseurs. Ceux-ci ont massivement aidés à l'accroissement de l'exploitation du pétrole par la fracturation hydraulique aux États-Unis. Conséquence directe de cette nouvelle technologie d'extraction du pétrole, la production interne de pétrole aux États-Unis a doublé. Alors qu'en 2008, ce pays produisait environ 6,7 millions de barils par jour, il en a produit, en 2015, 11,6 millions de barils par jour, soit une augmentation de près de 5 millions de barils par jour de plus sur le marché mondial. Ce qui a poussé l'offre sur le marché à de nouveaux sommets. Dès le premier trimestre de 2014, la production mondiale de combustible liquide (essence, diesel, kérosène etc.) a dépassé la demande mondiale, provoquant une chute des prix.

Cette baisse du prix du pétrole est souvent suivie d'une baisse de production afin de stabiliser le prix, particulièrement lorsque les réserves mondiales sont à la hausse. L'OPEP a réagi ainsi dans le passé lorsque le prix du baril tendait vers la baisse. Mais cette fois-ci sa réaction est toute différente. En novembre 2014, l'organisation a plutôt décidé de maintenir les niveaux de production afin d'accentuer la chute du prix. Le ministre Saoudien du pétrole a justifié cette politique, expliquant que le marché allait se corriger par lui-même. Selon Olivier Jakob, directeur chez Petromatrix et analyste de marchés, la stratégie

* Durant la décennie 80, l'Arabie saoudite, le Koweït et les Émirats arabes unis ont déclenché une guerre des prix, dans l'espoir d'augmenter leur part de marché

défendue par l'Arabie Saoudite et les pays du Golfe (Koweït, Émirats Arabes Unis, Qatar) est d'accepter que le prix du baril doit «à court terme continuer de descendre, avec un plancher de 60\$ le baril, afin d'avoir plus de stabilité dans les années à venir avec un baril autours de 80\$». Car en diminuant sa production, l'OPEP stabiliserait ou augmenterait le prix du baril, ce qui profiterait aux producteurs américains en maintenant le prix du baril à un niveau de rentabilité acceptable et leur permettrait donc d'augmenter leur production ainsi que leurs parts de marchés. Il s'avère clair, qu'en agissant de la sorte, l'Arabie Saoudite et les pays du Golfe voulaient influencer l'OPEP afin de combattre les producteurs nord-américains (Loalngar, 2000).

En effet, afin de maximiser leurs parts de marché, ces pays ont besoin que le prix du baril reste entre un prix planché, où l'exploitation de la ressource est rentable, et un prix plafond. Si le prix du baril dépasse ce prix plafond, d'autres formes de production deviennent rentables (pétrole de schiste, sables bitumineux) et peuvent ainsi concurrencer la production conventionnelle de pétrole. Ainsi, lorsque le prix du pétrole est élevé, l'exploitation non conventionnelle devient plus intéressante. C'est ce qui explique le récent boom dans l'industrie de l'exploitation par fragmentation hydraulique aux États-Unis, dont les puits se sont multipliés ces dernières années. Cette nouvelle forme d'exploitation offre une possibilité unique aux américains de se détacher graduellement de leur dépendance au marché mondial, diminuant la sortie de capitaux vers l'étranger et offrant aussi un meilleur contrôle de ce marché. Il s'agit ici d'un gain économique et politique non négligeable.

L'Arabie Saoudite aurait décidé d'accentuer la tendance à la baisse du prix du pétrole afin de nuire aux industries nord-américaines d'exploitation de pétrole non conventionnel. Car après tout, l'Arabie Saoudite peut compter sur une grande marge de manœuvre financière afin de combler la diminution de revenus pétroliers. Le pays n'a pratiquement pas de dette, possède d'énormes réserves financières et a une excellente cote de crédit. Le pays est dans une situation financière très favorable et pourrait supporter une perte de revenus pendant plusieurs années afin de conserver, et d'augmenter, sa part de marché mondial.

Mais cela n'est le cas pour d'autres pays producteurs membres de l'OPEP, dont le pouvoir à l'intérieur de l'organisation est moindre. Ces pays, comme le Nigeria, l'Algérie, l'Équateur, le Venezuela sont tous des pays dont les budgets nationaux sont grandement dépendants des revenus tirés de l'exploitation pétrolière. Le maintien du niveau actuel de production contribue

à la dépréciation de la valeur du baril et équivaut à une perte de revenus importante pour ces pays. Cet écart entre le «Gulf Three» (Émirats Arabes Unis, Koweït, Arabie Saoudite), parmi les pays les plus financièrement confortables sur le globe, et les autres membres de l'OPEP démontre que l'organisation est divisée entre ceux qui veulent diminuer la production et ceux qui préfèrent maintenir les quotas actuels.

La baisse a des effets bénéfiques pour les pays consommateurs, qui voient leurs factures énergétiques baisser, mais se révèle lourde de menaces pour les pays producteurs dont l'économie repose essentiellement sur la «rente pétrolière», comme le Venezuela, l'Algérie, le Nigeria. Mais la médaille a un autre revers, qui est l'alliance stratégique entre les États-Unis et l'Arabie Saoudite. Afin de nuire à la Russie, premier producteur pétrolier mondial*, ce maintien des niveaux de production défendu par l'Arabie Saoudite permettrait aux États-Unis et à leurs alliés de priver la Russie de revenus importants, menaçant l'économie du pays d'une récession. De plus, la Russie est un allié de l'Iran et de la Syrie qui abrite la seule base navale russe en Méditerranée à Tartous. Ainsi, il pourrait exister un consensus entre l'Arabie Saoudite et l'Occident afin d'attaquer économiquement la Russie (Percebois, 1999).

3. Evolution du marché du pétrole:

3.1 La production (offre du pétrole):

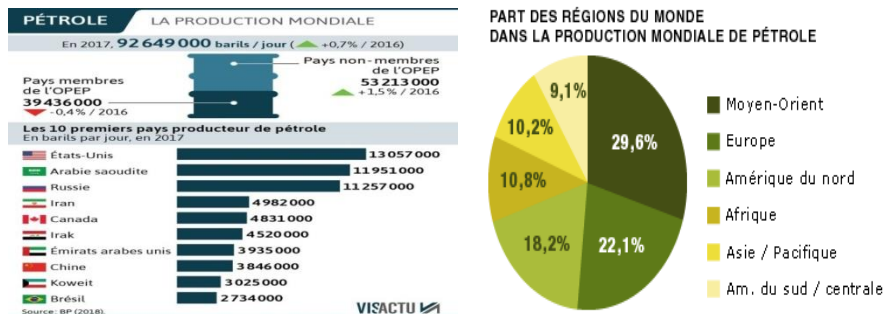
Traditionnellement, la production mondiale de pétrole est concentrée dans un petit nombre de région. En tête le moyen orient, véritable eldorado de l'or noir. A lui seul, le cartel de l'OPEP qui rassemble 12 pays produit 30 millions de baril par jour, soit 40% de la production mondiale. L'Arabie Saoudite à elle seule totalise une production de 12 millions de baril par jour, en 2017, ce qui lui confère la deuxième place dans le classement mondiale avec une part de 12.9% dans la production mondiale. Vient après, depuis quelques années, les États-Unis avec 13 millions de baril par jour, en 2017, soit une part de 14.1 % dans la production mondiale. Puis arrive la Russie qui se place en troisième position avec une production de l'ordre de 11 millions de baril par jour, en 2017, soit une part de 12.2% dans la production mondiale (Philippot, 2009).

Les énergies fossiles représentent aujourd'hui plus des trois quarts de la consommation mondiale d'énergie primaire, dans les transports, l'industrie et

* Depuis l'annexion de la Crimée à la Russie et le début du conflit entre séparatistes pro-russes et le gouvernement ukrainien, l'Occident a déployé un grand nombre de sanctions économiques punitives envers la Russie.

l'habitat. Elles sont également largement majoritaires (plus des deux tiers) dans la production de l'électricité, malgré la progression continue de la part des énergies renouvelables. Cette position dominante devrait se maintenir pendant plusieurs décennies. La part du pétrole dans le mix énergétique mondial passerait de 31 % en 2011 à 27 % en 2035, mais resterait dominante.

Figure (1): Production du pétrole par pays et par régions du monde

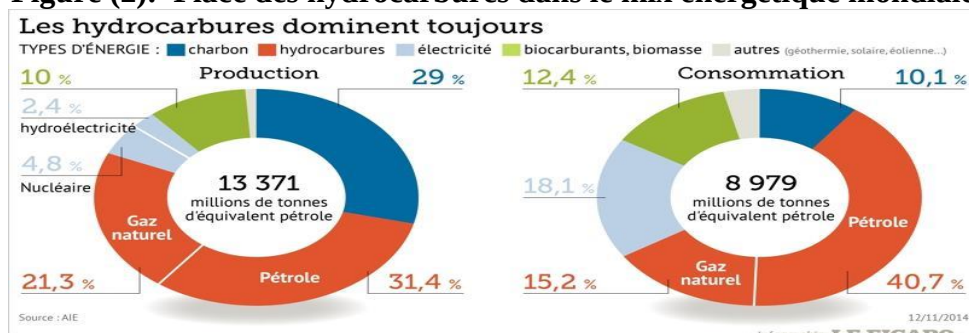


La source : <https://www.franceculture.fr/economie/petrole-lopep-a-t-elle-encore-un-avenir>

L'estimation des réserves de pétrole correspond à la quantité de pétrole économiquement exploitable à un moment donné. Les réserves estimées ont très peu varié entre 2016 et 2017 et la hiérarchie des pays n'a pratiquement pas été modifiée. Le «top 5» des part des réserves mondiales reste constitué du Venezuela (17.9%), de l'Arabie Saoudite (15.7%), du Canada (10.0%), de l'Iran (9.3%) et de l'Irak (8.8%). Mais dans l'ensemble, c'est les pays de l'OPEP qui totalisent la plus grande partie des réserves de pétrole actuellement recensées sur la planète*. Leurs coûts de production sont les plus bas du marché avec environ 1\$ par baril en Arabie Saoudite, contre près de 15 dollars américains en Mer du Nord (Barthélémy & All, 2004)

* Environ 60% des gisements pétrolifères à faibles coûts (moins de 5\$ / bl) sont concentrés au Moyen-Orient, principalement dans les pays du Golfe. L'Arabie Saoudite possède seule 25% des réserves prouvées dans le monde. Les 11 pays de l'OPEP contrôlent 68% des réserves de pétrole.

Figure (2): Place des hydrocarbures dans le mix énergétique mondiale



La source: [https://www.lefigaro.fr/conjoncture/2014/11/12/20002-](https://www.lefigaro.fr/conjoncture/2014/11/12/20002-20141112ARTFIG00225-la-consommation-mondiale-d-energie-bondira-de-pres-de-40-d-ici-2040.php)

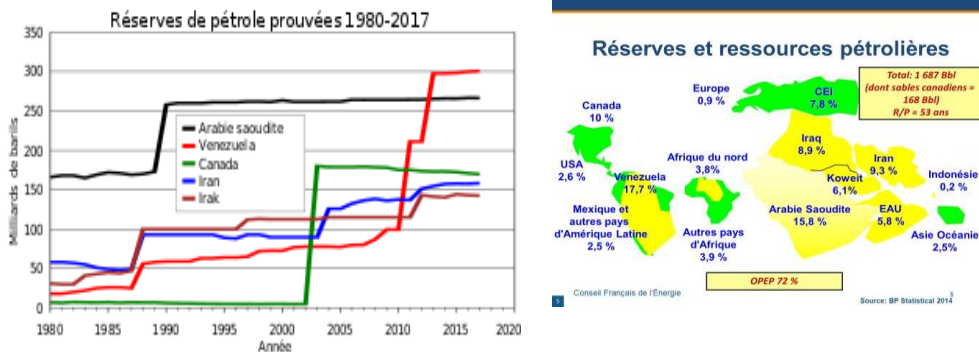
[20141112ARTFIG00225-la-consommation-mondiale-d-energie-bondira-de-pres-de-40-d-ici-2040.php](https://www.lefigaro.fr/conjoncture/2014/11/12/20002-20141112ARTFIG00225-la-consommation-mondiale-d-energie-bondira-de-pres-de-40-d-ici-2040.php)

En effet, le débat sur la durée de vie des réserves d'hydrocarbures - pétrole et gaz - dans le monde dure depuis des décennies car il dépend de facteurs qui évoluent dans le temps: les technologies d'exploration et d'extraction, leurs coûts, l'évolution de la demande mondiale, l'accessibilité des gisements en fonction de la géopolitique mondiale, et bien d'autres variables. Dans les conditions actuelles, on estime à environ 2 900 milliard de barils les ressources en pétrole. Les réserves conventionnelles connues à ce jour devraient assurer plus de 40 ans de production.

Les futures découvertes peuvent permettre d'atteindre 60 ans, et les ressources non conventionnelles (huile de schiste , pétroles lourds) 90 ans (La Chine, le pétrole et l'Afrique, 2004). Depuis 30 ans, on découvre moins de pétrole qu'on n'en consomme, alors que la situation est inverse pour le gaz. Cette situation d'abondance pour le gaz devrait continuer, même si la croissance de la demande est forte (de 2 % /an).

Selon l'analyse d'Étienne Anglès d'Auriac, Vice-Président chargé de la stratégie de l'exploration-production au sein du groupe Total, le sentiment d'abondance pour le pétrole, illustré par la chute des cours du baril, est plus conjoncturel.

Figure 3: Situation des réserves mondiales de pétrole par pays et par région



La source:

https://fr.wikipedia.org/wiki/Liste_des_pays_par_réserves_de_pétrole_prouvées

Il est dû à la révolution récente des hydrocarbures de schiste aux États-Unis. Mais le pétrole de schiste - appelé aussi huile de schiste - ne représente encore qu'une faible part de la production mondiale, de l'ordre de 5 %. L'industrie pétrolière investissait en 2013-2014 plus de 700 milliards de dollars par an, aujourd'hui ce chiffre est tombé à un peu plus de 400 milliards. C'est insuffisant pour renouveler les réserves*.

3.2 La consommation (demande) de pétrole:

Au-delà du transport, c'est l'ensemble de la société humaine qui dépend du pétrole. L'industrie, l'agriculture, le chauffage, la production des matières plastiques et même les cosmétiques dépendent de l'or noir. Dans le monde entier, nous consommons environ 86 millions de barils chaque jour (30 milliards de baril par an), soit plus de 13 milliards de litres.

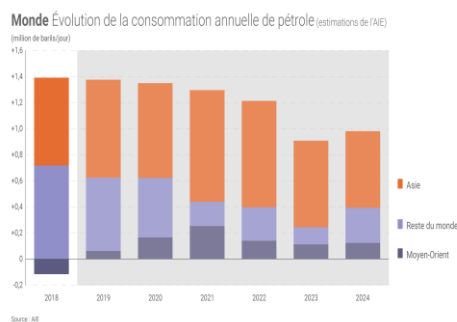
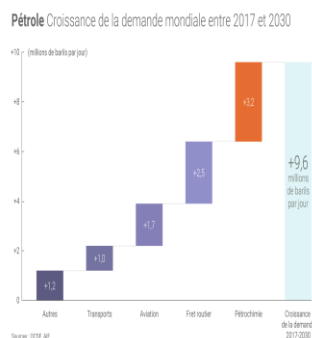
Le pétrole est la source d'énergie la plus consommée dans le monde. La consommation de pétrole est tirée par les besoins des pays émergents, en particulier dans le secteur des transports et de la pétrochimie. Les réserves de pétrole sont principalement détenues par les pays de l'OPEP, qui sont les premiers producteurs mondiaux (La Chaîne Énergie de l'Expansion, États-Unis : le charbon décline au profit des gaz de schiste, 2012).

Avec l'augmentation de la population mondiale, la consommation mondiale de pétrole a continué à connaître une solide croissance: +1,8 % de 2016 à 2017,

* Notons qu'en matière de réserve trouvées après qu'un gisement est localisé, ce n'est pas tout le pétrole qui va être récupéré. Au fur et à mesure de l'exploitation, la pression diminue et la proportion d'eau augmente. Dans le domaine du pétrole, on récupère environ un tiers des ressources en place. On parle alors de ressources techniquement récupérables. Puis vient le tour de l'économiste qui va prendre en considération le coût d'exploitation par rapport au prix de vente du baril. Si ce dernier passe de 100 à 50 dollars, comme on l'a vu en 2014, des champs qui étaient rentables ne le sont plus. On parlera, alors, de ressources économiquement récupérables.

après +1,6 % de 2015 à 2016 et +1,9 % de 2014 à 2015. Sur dix ans, la croissance moyenne annuelle est de 1,2 %. À ce rythme, la consommation pourrait passer le seuil symbolique de 100 millions de barils par jour en 2019. La Chine (+4 %) et l'Inde (+2,9 %) sont les locomotives de ce mouvement de hausse**. Parmi les pays industrialisés de l'OCDE (Organisation de coopération et de développement économiques), l'Allemagne enregistre une forte hausse, qui est plus modérée pour la France, les États-Unis et le Canada. Le Japon enregistre une baisse, due notamment au développement des énergies renouvelables, à la relance du nucléaire et aux efforts du pays pour une meilleure efficacité.

Figure 4: Evolution de la consommation annuelle de pétrole dans le monde



source:

<https://www.connaissancedesenergies.org/levolution-des-marches-petroliers-dici-2024-vue-par-laie-190311>

Globalement, il y a deux facteurs qui pèsent sur la demande énergétique, à savoirs: l'augmentation de la population mondiale qui croît de 1% par an (8.7 milliard en 2030) et l'augmentation des niveaux de vie notamment dans les pays émergent qui se développent et aspirent à un mode de vie occidentale, donc fortement consommateur d'énergie. La demande d'énergie pour les transports routier et aérien va continuer d'accroître de façon exponentielle.

4. Dépendance du Nord à l'égard du pétrole et besoin pressant du Sud pour l'argent du pétrole:

Les réalités économiques et politiques s'entrecroisent: la baisse du prix du pétrole devient une arme politique. Le pétrole n'est pas une simple marchandise commerciale. Son importance capitale dans l'économie mondiale

** En 2006, la Chine et L'Inde représentaient 1/3 de la population mondiale. Et 2030, quatre des cinq pays les plus peuplé du monde se situeront en Asie (Inde: 4.5 Mha, Chine: 1.3 Mha, Pakistan: 260 millions ha, Indonésie: 270 millions ha

la transforme en une arme utilisée entre les nations. Chaque dollar dépensé à la pompe devient une munition dans une guerre économique complexe (conseil économique et social, la question du mix énergétique)

La caractéristique principale du secteur de l'énergie est qu'il est un secteur qui produit des rentes (surtout rente de rareté et rente différentielle). La première, le le coût de l'épuisabilité d'une ressource naturelle non-renouvelable dont l'offre ultime est censée être fixe (stock fixe), c'est le cas du charbon, du pétrole, du gaz naturel et de l'uranium. La deuxième, la rente différentielle (ou rocardiennes) peut être définie comme un avantage dont bénéficient certaines unités de production (gisements ou sites hydroélectriques) par rapport à d'autres et dont la contribution à l'offre générale est indispensable à l'équilibre du marché à un moment donné et pour un prix donné (J. Percebois, 1989).

Table N° 1: Taux de dépendance énergétique de six pays europ. (1995-2016)

<i>Pays</i>	<i>dépendance en 1995</i>	<i>dépendance en 2016</i>
Allemagne	56.8	63.5
France	48	47.1
Royaume-Uni	-16.4	35.3
Italie	81.9	77.5
Pologne	-1.2	30.03
Suède	38.9	32
Europe 28	43.1	53.6

La source : <https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/la-dependance-energetique-de-l-europe>

Quand on aborde le cas plus particulier du pétrole, le problème du partage de la rente devient immédiatement un problème de politique internationale qui met en opposition les souverainetés nationales des pays producteurs et des pays consommateurs. Les premiers, forts de leur position comme les principaux producteurs du pétrole brut (regroupés au sein de l'OPEP) cherchent à capter, le maximum possible de la rente différentielle que dégagent leurs gisements à faibles coûts comparatifs. Quant aux seconds, en se réclamant de leur position dominante comme principal marché de la consommation de produits pétroliers, utilisent leur fiscalité pour s'allouer une part toujours croissante de cette rente (Nicolas & Catherine, 2008).

5. Conclusion:

S'il a notablement diminué à la suite des deux grands chocs pétroliers, le poids du pétrole dans l'économie mondiale reste important. Les fluctuations

de son prix à court terme ainsi que sa tendance d'évolution à moyen-long terme continuent donc de revêtir une importance particulière. Depuis près de vingt ans, la détermination du prix du pétrole repose en partie sur des mécanismes de marché. Si l'OPEP, qui représente actuellement près de 40% de la production mondiale, conserve un pouvoir d'influence significatif, les cours résultent essentiellement de l'interaction d'acteurs offreurs et demandeurs suffisamment nombreux pour que prévale un mode concurrentiel partiellement contrôlé de fixation du prix.

À ce stade, il reste difficile de déterminer la part du choc attribuable à des causes transitoires (erreur d'anticipation sur la demande, arrêt temporaire de certaines unités de production, éventuel effet d'amplification dû à des phénomènes spéculatifs) de celle qui s'enracine dans des facteurs durables (tendance structurellement haussière de la demande qui ne pourra être satisfaite que par le recours à des gisements d'exploitation plus coûteux). Dans ce contexte, la persistance de tensions géopolitiques ainsi qu'une succession de tensions localisées sur l'offre risqueront de catalyser les craintes d'une rupture d'approvisionnement.

6. Liste Bibliographique:

- *La Chine, le pétrole et l'Afrique* (2004). Récupéré sur Chung-lianjiang: www.geopolitis.net
- Antoine, A (1998). La libéralisation des marchés de l'énergie: utopie, théories et pragmatisme. , *Revue de l'énergie*, 499.
- Antoine, A (2006). Pétrole: sécurité des approvisionnements et évolution des prix, - francophonie, numéro 70, publiée par l'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF). *revue liaison, énergie*.
- Barthélémy, C., & All (2004). *Quelle évolution de la notion de puissance et des modes d'actions à l'horizon 2030, appliquée aux Etats-Unis, à l'Europe et à la Chine ?* Récupéré sur www.iris-france.org
- Bedar, S (2001). La nouvelle donne géostratégique en Asie centrale. *Débat Stratégique*(48).
- CARTON, B (2000, 4). *Le pétrole en Afrique: la violence faite aux peuples*. Récupéré sur www.ieim.uqam.ca
- Chevallier, J (2006). Energie et pétrole: tensions et turbulences . in *revue liaison, énergie - francophonie*, 70.
- Colombani, P (2005). *Enjeux énergétiques et politique extérieure*. Etats-Unis.
- *conseil économique et social, la question du mix énergétique* (s.d.). Récupéré sur Groupe de réflexion académies: <http://www.changement-climatique.fr>

- Favennec, J., & Copinschi, P (2003). Les nouveaux enjeux pétroliers en Afrique. *Politique africaine*(89).
- Guetta, A (2000). *de l'or noir à la guerre, les prémices d'une fin de règne*.
- Jacqueet, P., & Nicolas, F (1991). *Pétrole: crise, marchés et politiques*. Paris: IFRI.
- *La Chaîne Énergie de l'Expansion, États-Unis : le charbon décline au profit des gaz de schiste* (2012, 3 28). Récupéré sur <http://energie.lexpansion.com>
- Laponche, B (2008). *Prospective et enjeux énergétiques mondiaux: un nouveau paradigme*. Paris: AFD.
- Le Leuch, H (2007). Le pétrole et le gaz naturel en Afrique: une part croissante dans l'approvisionnement énergétique mondial.
- Loalngar, M (2000). Le pétrole tchadien, le tournant décisive. *le Temps* n(227).
- Nicolas, C., & Catherine, H (2008). *Le marché pétrolier*. Récupéré sur la Documentation française: <https://www.cairn.info/revue-economie-et-prevision-2004-5-page-127.htm>
- Percebois, J (1999). L'apport de la théorie économique aux débats énergétiques. *Revue de l'énergie*(509).
- Philippot, L (2009, 9 15). Rente naturelle et institutions, les Ressources Naturelles: Une Malédiction Institutionnelle.