

**UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU**  
**FACULTE DES SCIENCES ECONOMIQUES, COMMERCIALES ET**  
**SCIENCES DE GESTION**  
**DEPARTEMENT DES SCIENCES ECONOMIQUES**



## **THESE DE DOCTORAT**

*Troisième Cycle (LMD) en Sciences Economiques*  
*Spécialité : Économie Monétaire et Bancaire*

**Présentée par :**

**DERRIDJ Ryma**

**Sujet de thèse :**

**La financiarisation du marché mondial des hydrocarbures :  
enjeux et perspectives pour l'entreprise pétrolière algérienne**

**Sous la direction de : Pr. AMIAR Lila**

**Devant le jury composé de :**

M. OUALIKENE Selim	Professeur	UMMTO	Président
Mme. AMIAR Lila	Professeure	UMMTO	Rapporteur
M. GUERCHOUH Mouloud	MCA	UMMTO	Examineur
Mme ZOURDANI Safia	MCA	UMMTO	Examinatrice
Mme AMAOUZ Hakima	MCA	ENSSEA	Examinatrice
M. IMOUDACHE Nadir	MCA	HEC	Examineur

**Année universitaire : 2022/2023**

# Remerciements

Je souhaite tout d'abord exprimer toute ma gratitude à ma directrice de thèse, Madame Lila AMIAR, Professeur à la F.S.E.C.G de l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou. Je la remercie de m'avoir encadré, orienté, conseillé et soutenu tout au long de ma recherche.

Je remercie, également, tous les professeurs, collaborateurs et toutes les personnes qui par leurs élocutions, leurs écrits, leurs recommandations et leurs avis ont éclairé mes idées et ont agréé de me recevoir et de répondre à mes interrogations durant mon étude.

Mes remerciements vont aussi aux responsables du service des finances de Sonatrach de la Wilaya d'Alger qui ont mis à notre disposition les données nécessaires à la réalisation de notre modèle économétrique de notre étude empirique.

Enfin, je remercie mes très chers parents qui ont toujours été là pour moi. Je remercie mes sœurs Lydia et Melissa pour leurs encouragements. Leur soutien inconditionnel a été d'une grande aide.

À toutes ces personnes, je présente mes profonds remerciements, mes respects et ma gratitude.

## Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

À la mémoire de mon frère Nadir, je t'aime  
et je t'aimerai jusqu'à la fin de mes jours.

À ma mère, pour son amour ses  
encouragements et ses sacrifices.

À mon père, pour son soutien, son  
affection et la confiance qu'il m'a accordé.

## Sommaire

Introduction générale .....	6
Chapitre I : Une brève aperçue sur l'économie pétrolière : un marché mondial à deux dimensions .....	12
Introduction .....	13
Section I : Eléments fondamentaux de l'économie pétrolière .....	14
Section II : Les déterminants du prix du pétrole : facteurs économiques et géopolitiques.....	38
Section III : l'évolution des prix du pétrole brut entre 1960 jusqu'à 1999.....	50
Conclusion.....	67
Chapitre II : La convergence entre marché pétrolier et les marchés financiers : vers une financiarisation décisive .....	68
Introduction .....	69
Section I : tentative d'éclaircissement sur la financiarisation des marchés de matières premières .....	70
Section II : Les différents produits dérivés de matières premières .....	79
Section III : la relation entre marchés financiers et marchés pétroliers .....	104
Conclusion.....	123
Chapitre III : Le secteur pétrolier algérien face à la volatilité des prix du pétrole.....	125
Introduction .....	126
Section I : Présentation du secteur pétrolier algérien.....	127
Section II : les effets d'un prix du pétrole volatile sur l'économie algérienne.....	140
Section III : les moyens déployés par l'Algérie pour contrer la volatilité des prix du pétrole .....	160
Conclusion.....	170
Chapitre IV : Analyse économétrique de l'impact de la volatilité des prix du pétrole sur l'activité pétrolière algérienne.....	171
Introduction .....	172
Section I : Aspects théoriques de l'économétrie .....	173
Section II : Présentation de notre étude sous la modélisation VAR.....	182

Section III : Détermination du modèle VAR de notre étude empirique.....	191
Conclusion.....	210
Conclusion générale.....	212
Bibliographie.....	219
Annexes .....	233
Liste des illustrations .....	247
Liste des abréviations .....	251
Table des matières.....	253

---

---

# **INTRODUCTION GÉNÉRALE**

---

## Introduction générale

Le pétrole est une ressource naturelle liquide qui est largement utilisée dans le monde entier pour alimenter les véhicules, les centrales électriques et les industries. Il est considéré comme l'un des principaux moteurs de l'économie mondiale en raison de son importance pour la production d'énergie et de ses applications dans de nombreux secteurs industriels.

Le pétrole est produit à partir du sous-sol terrestre et est extrait à partir de gisements de pétrole brut. Il est ensuite raffiné pour produire des produits tels que l'essence, le diesel, le gazole et le gaz naturel liquéfié. Le pétrole est également utilisé pour produire des produits chimiques tels que les plastiques et les fertilisants.

Le marché pétrolier est l'un des marchés les plus importants et les plus complexes de l'économie mondiale, avec un nombre important d'acteurs clés tels que les compagnies pétrolières, les gouvernements, les investisseurs et les consommateurs. Également, le marché du pétrole est connu pour être un marché extrêmement volatil. Les prix du pétrole peuvent fluctuer en raison de nombreux facteurs tels que la demande et l'offre, les politiques publiques, les relations internationales et les développements technologiques. Les changements soudains dans les conditions économiques peuvent également avoir un impact significatif sur les prix du pétrole.

De plus, à partir des années 2000, le marché pétrolier s'est transformé en marché de fonds spéculatifs, de fonds négociés en bourse intégrant des conseillers en négociation de matières premières<sup>1</sup>. D'où l'apparition d'un nouveau concept dans le monde de la finance, la « financiarisation des marchés des matières premières ». Ainsi, le marché pétrolier s'est financiarisé. Ce phénomène, qui a pris de l'importance au cours de ces deux dernières décennies, se traduit par un nombre croissant d'investisseurs financiers qui s'intéressent à ce marché en raison de sa liquidité et de sa volatilité.

De nos jours, le pétrole représente au sein de la sphère financière une classe d'actif alternative, que de nombreux investisseurs institutionnels, tels que les fonds de retraites, les hedge funds et les compagnies d'assurance, possèdent dans leurs portefeuilles. En effet, c'est ce que montrent plusieurs résultats empiriques sur la diversification de portefeuille<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Büyüksahin, B., & Harris, J. H. (2011). Do Speculators Drive Crude Oil Futures Prices? *The Energy Journal*, 32(2), 167-202.

<sup>2</sup> Zhang, D. (2017). Oil shocks and stock markets revisited: Measuring connectedness from a global perspective. *Energy Economics*, 62, 323-333.

Dans les années 2000, le marché des actions et des obligations, en baisse, a incité les investisseurs à se tourner vers d'autres classes d'actifs, notamment les matières premières<sup>3</sup>. En effet, les fonds indiciels et autres investisseurs institutionnels sont devenus les principaux intervenants des marchés de matières premières, et par extension sur le marché pétrolier.

Par ailleurs, le nombre de contrats ouverts dans les bourses de matières premières a quasiment doublé au cours de la dernière décennie, plaçant les volumes de dérivés négociés en bourse à vingt voir trente fois la production physique pour de nombreuses entreprises de produits de base<sup>4</sup>. Tandis que les flux de capitaux des investisseurs institutionnels sont passés de 15 à 200 milliards de dollars entre 2003 et 2008 sur les marchés de matières premières<sup>5</sup>.

Par conséquent, la financiarisation du marché pétrolier a également contribué à la volatilité des prix du pétrole, car les investisseurs financiers peuvent acheter et vendre des contrats à terme sur le pétrole brut, ainsi que des options et des produits dérivés liés au pétrole. Cela peut entraîner des perturbations sur le marché réel de l'énergie, en augmentant la volatilité des prix et en rendant les prix plus difficiles à prévoir.

Également, la financiarisation du marché pétrolier peut avoir des impacts significatifs sur les prix du pétrole, sur les compagnies pétrolières, les pays producteurs de pétrole et les consommateurs. Elle peut influencer la demande et l'offre de pétrole, les politiques énergétiques et les relations internationales. Par ailleurs, la financiarisation peut également amplifier la volatilité des prix du pétrole en renforçant les réactions des marchés aux facteurs politiques, économiques et géopolitiques.

### **Problématique de la recherche**

Parmi les principaux acteurs du marché pétrolier, nous avons les pays producteurs de pétrole qui ont fait de grands efforts pour unifier leur politique future dans le domaine de l'énergie et pour développer une filière énergétique dans l'industrie pétrolière. Malgré tous les moyens déployés et les efforts fournis dans le but de stabiliser le marché du pétrole, ce dernier ne cesse de connaître des volatilités récurrentes ayant des effets négatifs ou positifs, provoquant ainsi des perturbations et transformations majeurs dans les économies des pays producteurs.

Parmi les pays producteurs, nous avons l'Algérie, un pays en développement exportateur de pétrole. Il fait partie des pays les moins diversifiés dans ses exportations, ce qui en fait une

---

<sup>3</sup> Junttila, J., Pesonen, J., & Raatikainen, J. (2018). Commodity market-based hedging against stock market risk in times of financial crisis: The case of crude oil and gold. *Journal of International Financial Markets, Institutions & Money*.

<sup>4</sup> Giraud, J-N., & Ollivier, T. (2015). *Economie des matières premières*. Edition la Découverte.

<sup>5</sup> Tang, K., & Xiong, W. (2010). Index investment and financialization of commodities. NBER Working Paper No. 16385, September, JEL No. G1, G13.

économie fortement dépendante de l'exportation de ce produit de base, les hydrocarbures, représentant en moyenne 95 % de ses exportations. De plus, la fiscalité pétrolière constitue plus de 60 % des recettes du budget général de l'État. Ainsi, il se trouve dans une situation qui rend l'économie algérienne très sensible et vulnérable aux évolutions du marché pétrolier mondial, compte tenu des difficultés à prévoir le prix du pétrole, historiquement connu pour être le plus volatil parmi les matières premières.

De plus, la financiarisation du marché pétrolier a accentué les variations du prix du pétrole. Cette volatilité amplifiée des prix du pétrole a des impacts importants sur les pays producteurs de pétrole tels que l'Algérie, en raison de leur dépendance économique vis-à-vis de l'exportation du pétrole. Les fluctuations des prix peuvent avoir des conséquences significatives sur leur balance des paiements et sur leur croissance économique.

Il y a également en première ligne la compagnie pétrolière algérienne Sonatrach, qui subit cette volatilité des prix du pétrole et voit des répercussions significatives sur son activité en raison de sa dépendance vis-à-vis des prix de vente de sa production. Les fluctuations des prix peuvent avoir des conséquences importantes sur ses profits et sur sa capacité à investir dans de nouveaux projets.

De ce fait, notre interrogation centrale dans cette thèse est la suivante : **quel est l'impact principal de la forte volatilité du prix du pétrole sur l'activité pétrolière de Sonatrach, dans un contexte de financiarisation du marché pétrolier ?**

Nous proposons une analyse approfondie de l'impact de la volatilité des prix du pétrole sur l'activité pétrolière de Sonatrach en période de financiarisation du marché pétrolier. Par ailleurs, plusieurs sous-questions découlent de la question centrale :

- Quels sont les principaux fondements de l'économie pétrolière ?
- Quelles sont les principales raisons ayant conduit à la financiarisation du marché pétrolier ?
- Quel est l'impact de cette financiarisation du marché pétrolier sur les prix du pétrole ?

### **Hypothèses de recherche**

Pour répondre à la problématique soulevée, nous avons émis les hypothèses suivantes :

**Hypothèse 1 : La financiarisation du marché mondial du pétrole entraîne un impact sur le prix du pétrole en amplifiant sa volatilité à travers les nombreuses positions ouvertes par les investisseurs financiers sur les marchés à terme.**

Cette hypothèse suggère que la financiarisation du marché pétrolier, marquée par la participation accrue d'investisseurs financiers et l'utilisation de produits dérivés tels que les contrats à terme, peut influencer la volatilité des prix du pétrole. Les investisseurs financiers, en cherchant des opportunités de profits sur les marchés à terme, peuvent contribuer à des mouvements plus brusques et imprévisibles dans les prix du pétrole. Leur présence active et leurs transactions spéculatives peuvent agir comme des amplificateurs de la volatilité, impactant ainsi l'économie pétrolière.

**Hypothèse 2 : La volatilité du prix du pétrole, exacerbée par la financiarisation du marché pétrolier, impact l'activité de Sonatrach dans ses revenus, sa production et ses dépenses d'investissements.**

Cette seconde hypothèse suggère que la fluctuation importante des prix du pétrole, accentuée par la financiarisation du marché pétrolier, a des répercussions sur les activités de Sonatrach. Cela peut se traduire par des variations significatives dans les revenus de Sonatrach, sa production de pétrole, et ses dépenses d'investissements. En d'autres termes, la volatilité accrue des prix, résultant de la financiarisation, peut influencer négativement la stabilité financière et opérationnelle de Sonatrach, impactant ainsi différents aspects de son fonctionnement.

**Méthodologie de la recherche**

Afin d'explorer le sujet de l'étude et de répondre à la problématique de notre recherche, tout en évaluant la validité des hypothèses formulées, nous avons adopté une approche hypothético-déductive, combinant une démarche théorique et une démarche économétrique. La démarche théorique a pour objectif de revisiter et de synthétiser les études empiriques et analyses existantes sur l'économie pétrolière, en mettant particulièrement l'accent sur la financiarisation du marché pétrolier et ses impacts sur le prix du pétrole.

Le volet économétrique, quant à lui, implique l'élaboration d'un modèle de vecteur auto-régressif (VAR) à l'aide du logiciel Eviews10. Les variables sélectionnées pour définir le modèle comprennent le prix du pétrole, la production de pétrole de Sonatrach, les dépenses d'investissement de Sonatrach et son chiffre d'affaires. Ces variables, présentées sous forme de séries temporelles, couvrent une période allant de 2000 à 2018. Le choix de cette période n'est pas fortuit, car elle correspond à l'accentuation de la financiarisation du marché pétrolier.

**Objectifs de la recherche**

L'objectif global de cette étude est de mettre en lumière les conséquences de la variabilité des cours du pétrole au cours d'une période de forte financiarisation du marché pétrolier sur

l'économie algérienne dans son ensemble, avec une attention particulière portée sur l'activité pétrolière de Sonatrach.

De manière spécifique, les objectifs sont les suivants :

- Comprendre les facteurs qui ont contribué à la financiarisation du secteur pétrolier à travers l'évolution du prix du pétrole.
- Mettre en évidence l'impact de la financiarisation du secteur pétrolier sur l'amplification des variations du prix du pétrole, en identifiant les acteurs et les instruments impliqués.
- Examiner les répercussions des fluctuations des prix du pétrole sur certains indicateurs de l'activité de Sonatrach, tels que la production, les dépenses d'investissement et le chiffre d'affaires.

Cette démarche vise à fournir une analyse approfondie de la dynamique entre la financiarisation du marché pétrolier, les cours du pétrole et l'économie algérienne, avec un accent particulier sur l'entreprise publique Sonatrach.

### **Structure de travail**

Le plan de rédaction adopté pour répondre aux différentes interrogations soulevées se structure autour de quatre chapitres distincts. Le premier chapitre, intitulé « Un bref aperçu sur l'économie pétrolière : un marché mondial à deux dimensions », traite des éléments fondamentaux de l'économie pétrolière. Il explore les déterminants du prix du pétrole, en se penchant sur les facteurs économiques et géopolitiques, et analyse l'évolution des prix du pétrole brut de 1960 jusqu'à 1999.

Le deuxième chapitre, intitulé « La convergence entre le marché pétrolier et les marchés financiers : vers une financiarisation décisive », s'attache à éclaircir la financiarisation des marchés de matières premières. Il examine les divers produits dérivés de matières premières et expose la relation existante entre les marchés financiers et les marchés pétroliers.

Le troisième chapitre, intitulé « L'économie algérienne face à la volatilité des prix du pétrole », présente une analyse du secteur pétrolier algérien. Il examine le poids significatif du secteur pétrolier dans l'économie algérienne et explore les différentes stratégies mises en œuvre par l'Algérie pour faire face à la volatilité des prix du pétrole.

Enfin, le quatrième et dernier chapitre, intitulé « Analyse économétrique de l'impact de la prévalence des prix du pétrole sur l'activité pétrolière algérienne », aborde l'aspect théorique de l'économétrie. Il présente également la méthodologie sous-jacente à la modélisation VAR (Vector Autoregression) et la façon dont le modèle VAR a été déterminé pour l'étude empirique.

## **CHAPITRE PREMIER**

---

Un bref aperçu sur l'économie pétrolière : un marché mondial à deux dimensions

---

## **Introduction**

L'économie pétrolière comprend l'un des marchés les plus complexes et représente l'une des matières les plus cruciales sur les marchés mondiaux. Elle constitue un peu plus d'un tiers des réserves énergétiques mondiales, jouant un rôle essentiel dans de nombreuses activités et de nombreux pays. Ce chapitre sert de base préliminaire pour aborder notre sujet, offrant une familiarisation avec les concepts et notions fondamentaux de cette industrie. Il nous permet ainsi de nous immerger dans le côté théorique de l'étude, en analysant le fonctionnement du marché pétrolier avant sa financiarisation totale et en identifiant les facteurs ayant conduit à l'établissement d'un marché pétrolier à terme, qui constitue aujourd'hui le cœur de la détermination du prix du pétrole.

Ce chapitre présente l'industrie pétrolière dans son ensemble, aussi bien du point de vue technique qu'économique. Nous avons choisi de le diviser en trois sections. La première aborde les éléments fondamentaux de l'économie pétrolière, couvrant la définition du pétrole brut, ses différents types échangés sur le marché, et les étapes de l'industrie pétrolière de l'extraction au transport, en passant par ses différentes caractéristiques.

La deuxième section examine les déterminants du prix du pétrole, ce passage est nécessaire du moment que le prix du pétrole répond à plusieurs facteurs qui interviennent dans sa détermination qu'ils soient économiques ou géopolitiques. Enfin, la troisième section traite de l'évolution du prix du pétrole entre 1960 et 1999, une période très cruciale expliquant les éléments et les événements ayant progressivement conduit au passage à une industrie partiellement ou totalement financiarisée.

## **Section 1 : Eléments fondamentaux de l'économie pétrolière**

Dans cette section, les notions élémentaires de l'industrie pétrolière sont expliquées pour faciliter notre analyse. Dans un premier temps, une définition du pétrole brut est donnée, puis les types de pétrole brut disponibles sur le marché mondial sont examinés. Ensuite, les principaux acteurs ayant un rôle à jouer dans ce marché sont exposés, et enfin, les points particuliers de cette industrie sont mis en avant.

### **1.1. Définition du pétrole brut**

Avant d'entrer dans le vif du sujet, il est opportun, semble-t-il, de définir avec précision le mot « pétrole » sur lequel repose tout notre travail. Le pétrole est sans nul doute une ressource naturelle présente dans divers endroits du monde. Le mot pétrole lui-même, étymologiquement parlant, est dérivé du mot latin «petroleum», « petra » signifiant pierre et « oleum » signifiant huile, ce qui nous donne littéralement « l'huile de pierre »<sup>1</sup>.

Il existe néanmoins plusieurs définitions de cette substance qu'est le pétrole. Les auteurs soulignent sa composition, sa formation au fil du temps et son origine. Selon Jean-Pierre ANGELIER, « le pétrole est un mélange liquide d'hydrocarbures qui est formé en profondeur dans le sous-sol, au cours des siècles, par transformation de matières organiques emprisonnées dans des couches sédimentaires »<sup>2</sup>.

Selon Maurice DUROUSSET, le pétrole brut est d'origine organique, étant obtenu après que plusieurs transformations biologiques ont eu lieu sur de nombreuses années, entre matières organiques animales et végétales associé à des sédiments, dans les profondeurs terrestres. Cela donne alors naissance à l'huile minérale, qui est un mélange d'hydrocarbures (combinaison de carbone et d'hydrogène)<sup>3</sup>. Nous retrouvons également des pétroles composés d'éléments supplémentaires, tels que le gaz naturel, du soufre et des traces de minéraux.

Maintenant que nous avons une idée de ce à quoi renvoie le mot « pétrole », la question qui nous vient à l'esprit est pourquoi cette énergie fossile, tout comme le charbon, est tant convoitée par les hommes. La réponse à cette réflexion se trouve dans la variété des dérivés qu'elle peut engendrer et dans sa facilité être transportée.

---

<sup>1</sup> Jézégou, F. (s.d.). Le pétrole. Dictionnaire Le Monde. Récupéré sur [https://dicocitations.lemonde.fr/definition\\_littre/32171/Petrole.php](https://dicocitations.lemonde.fr/definition_littre/32171/Petrole.php).

<sup>2</sup> Angelier, J.-P. (1990). Le pétrole. Paris, France : Éditions Économica. P9.

<sup>3</sup> Durousset M. (1999). Le marché du pétrole. Paris, France : Edition ellipses. P8.

En effet, avec le développement de quelques technologies tel que la machine à vapeur lors de la révolution industrielle vers le XVIIIe siècle, le recours au pétrole a pris toute son importance de par un ressenti d'un besoin accru en énergie.

Le pétrole est alors devenu l'énergie du développement, étant la source d'énergie principale pour la plupart des moyens de transport, ce qui a facilité les déplacements humains, les échanges internationaux et l'expansion des villes. De plus, sa production, son transport et son stockage sont plus aisés par rapport aux autres énergies fossiles telles que le charbon et gaz naturel)<sup>1</sup>.

## **1.2. Les types de pétrole**

Le pétrole brut, présent dans la nature, bien qu'homogène dans ses éléments constitutifs, ne se présente pas sous une seule forme dans le monde. Ainsi, Il existe plusieurs types de pétrole, influencés par des facteurs tels que leur aspect physique et/ou leur composition chimique<sup>2</sup>.

Nous retrouvons différentes variétés de pétrole, car leur formation est affectée par des caractéristiques telles que la densité, la viscosité, ou la teneur en soufre, ce qui entraîne une classification basée sur la qualité du pétrole brut.

### **1.2.1. Les principaux critères de classification de pétrole**

La diversité du pétrole s'apprécie en prenant en compte essentiellement deux critères, la densité (ou la viscosité) et la teneur en soufre.

#### **1.2.1.1. La densité (le degré de viscosité)**

La densité de chaque pétrole est déterminée en mesurant la gravité API (American Petroleum Institut). Ce critère permet de classer les pétroles selon le degré de viscosité. Ainsi, nous retrouvons des pétroles dits légers, ou au contraire ceux qui sont connus comme étant lourds. Plus la gravité API est importante, plus le pétrole sera léger, et inversement<sup>3</sup>.

- Si le degré API est supérieur à 31.1 donc le pétrole est considéré comme léger.
- Si le degré API est entre 22.3 et 31.1 le pétrole correspond à une densité moyenne.

---

<sup>1</sup> COPINSCHI, P. (2012). Le pétrole : une ressource stratégique. La documentation Française.P18.

<sup>2</sup> DUROUSSET, M. (1999). Le marché du pétrole. Paris, Edition Ellipses.P8.

<sup>3</sup> LEGAULT, A. (2007). Pétrole Gaz et les autres énergies. Paris, Edition TECHNIP. P122.

- Si le degré API est entre 10 et 22.3 et alors dit lourd, et très lourd dans le cas où le degré API est inférieur à 10.

**Tableau N°1 : les principales catégories de pétrole brut.**

Pétrole brut		Degré API
Lieu d'exploitation	Appellation	
Moyen-Orient		
- Arabie Saoudite	Arabe léger	33°4
- Arabie Saoudite	Arabe lourd	37°8
- Dubaï	Fateh	31°5
- Abu Dhabi	Mursan	39°6
- Irak	Kirkuk	36°2
- Koweït	Kuwait	32°
- Iran	Iran léger	33°9
- Iran	Iran lourd	31°
Afrique		
- Nigeria	Ronny Light	33°4
- Algérie	Sahara Blend	45°
- Libye	Es Sider	37°
Amérique latine		
- Venezuela	Tia Juna	31°
- Mexique	Maya	17°
Europe occidentale		
- Royaume Uni	Brent	37°
- Norvège	Ekofisk	42°
Amérique du Nord		
- Etats-Unis	West Texas	43°6
- Etats-Unis	intermediate	33°
- Etats-Unis	West Texas sour Alaskan North Slope	26°7

Source : DUROUSSET Maurice, « Le marché du pétrole », Edition ellipses, France, Paris 1999, P1.

### 1.2.1.2. La teneur en soufre

La teneur en soufre est également un critère qui nous permet d'obtenir des pétroles de qualité différente. Ainsi, nous avons des pétroles à faible ou à forte teneur en soufre<sup>1</sup> :

- Les bruts peu soufrés, sont considérés comme doux (sweet en anglais), avec moins de 0.5 % poids de soufre.
- Les bruts moyennement soufrés (medium sour), sont ceux avec une teneur en soufre comprise entre 0.5 et 1.5 %.

<sup>1</sup> FAVENNEC, J.-P. (1998) Raffinage du pétrole, Tome 5 Exploitation et gestion de la raffinerie. Paris, Edition TECHNIP. P120.

- Les bruts soufrés (en anglais sour) avec une teneur en soufre supérieur à 1.5 %.

De ces deux critères, il y a lieu de souligner qu'une certaine catégorie de pétrole est jugée de meilleure qualité par rapport à d'autres. Les pétroles les plus recherchés par les compagnies pétrolières internationales sont ceux qui sont plus légers. Car les raffineries arrivent à en tirer des produits pétroliers de valeur supérieure tels que l'essence, le diesel...

Par contre, les pétroles de densité plus lourde se transforment en produits qui sont vendus à des prix moins élevés comme le bitume et les résidus de fioul. Ou ils peuvent être retravaillés pour obtenir des textures plus légères.

De plus, concernant la teneur en soufre, moins le soufre est présent dans le pétrole brut mieux c'est, dans la mesure où le soufre est considéré comme un polluant. Il doit donc être enlevé surtout dans les pays qui doivent répondre à des exigences environnementales. Mais ceci n'est pas sans coût pour le raffineur, ce qui a pour effet de dévaloriser le pétrole à forte teneur en soufre.

### **1.2.2. Les bruts de références**

Sur le marché international des hydrocarbures, les pétroles de qualité supérieure servent de marqueur et d'indicateur en termes de prix pour les autres types de pétrole (ce point sera développé plus en détail dans la section prix du pétrole). Ces bruts de références sont le West Texas International (WTI), le Brent, et le marqueur Dubaï<sup>1</sup>.

- Le WTI (West Texas International) est un type de brut qui est pris comme référence dans la zone d'Amérique du Nord pour fixer leur prix, il est produit aux Etats-Unis, c'est un brut très léger et ne contient pas de soufre.
- Le Brent est une sorte de pétrole brut, considéré comme étant léger avec un faible pourcentage de soufre. Il est extrait de la Mer du Nord et sert de référence pour déterminer les prix de la zone géographique, Europe et la Méditerranée-Afrique.
- Le Dubaï est lui aussi un brut de pétrole réputé pour sa densité légère, il est un indicateur auquel se réfèrent le Moyen-Orient et la région d'Asie en ce qui concerne le prix de leurs bruts. Cependant, il est fortement indexé au prix du Brent.

---

<sup>1</sup> Furfari, S. (2007). Le Monde et l'Energie Enjeux géopolitique. Paris, Edition TECHNIP. P200.

### 1.2.3. Le pétrole conventionnel et non conventionnel

Sur le marché du pétrole, nous entendons souvent parler de pétrole conventionnel et non conventionnel. Ça induit à penser que ce sont deux sortes de pétrole tout à fait différent. Mais nuance, il s'agit l'un et l'autre d'hydrocarbures composés d'un ensemble de molécules mêlant hydrogène et de Carbone, formées à partir de matières organiques à 5 000 mètres de profondeur, avec l'action du temps.

Nous comprenons que la distinction entre le pétrole conventionnel et non conventionnel ne réside pas dans le processus de formation du pétrole, mais dans la méthode d'extraction qui est utilisée pour le remonter à la surface, laquelle est plus complexe en raison de la roche non poreuse où il se situe.

Par ailleurs, le pétrole conventionnel est celui exploité et produit à partir de techniques traditionnelles utilisées entre les années 1970 à 1990, comme le pompage, l'injection d'eau, de gaz ou de vapeur. Tandis que les pétroles non conventionnels font référence à des hydrocarbures localisés géographiquement, mais qui ne peuvent être extraits aisément en raison des moyens sophistiqués et coûteux qu'ils exigent<sup>1</sup>.

La difficulté d'exploitation des pétroles non-conventionnels provient du fait qu'ils se situent dans des réservoirs éparpillés, peu perméables et plus profonds. Contrairement au pétrole classique qui s'est constitué au niveau de la roche-mère<sup>2</sup>, il se déplace une fois formé vers une roche poreuse (réservoir), ainsi plus facile à atteindre.

Sont considérés aujourd'hui comme des pétroles non conventionnels : les pétroles extra- lourds, les sables bitumeux, l'huile de schiste ou l'huile de roche mère (shale oil), les pétroles de gisement compacts LTO (Light Tight Oil) qui ont pris un essor fulgurant à partir de 2010, et enfin les roches mères non matures connues sous l'appellation des schistes bitumineux (oil shale ou Kerogen Oil)<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Babusiaux, D., & Bauquis, P.-R. (2017). Le pétrole, quelles réserves, quelles productions et à quel prix? Paris, (6th ed.). DUNOD.P6.

<sup>2</sup> La roche mère est une roche sédimentaire poreuse constituée de dépôts fins, dans laquelle la matière organique s'est transformée en hydrocarbures sous l'effet de la pression, de la chaleur et du temps.

<sup>3</sup> Ibid.

### **1.3. Les étapes de l'industrie pétrolière**

L'industrie pétrolière est l'ensemble des activités économiques, des événements ou des processus industriels liés à l'exploitation des ressources pétrolières. La filière du pétrole regroupe toute une chaîne et structure. Elle débute lors de la découverte des gisements et se poursuit jusqu'à transformation du pétrole brut en matières premières adaptées, prêtes à l'emploi et à la consommation directe ou indirecte par l'homme.

L'industrie pétrolière passe par plusieurs étapes cohérentes qui se succèdent, à commencer par l'intention et le désir de trouver du pétrole jusqu'à la livraison des produits pétroliers aux consommateurs finaux.

Pour atteindre ce stade, l'industrie pétrolière peut être subdivisée en quatre principales étapes : l'exploitation et la production, le transport, le raffinage et enfin la distribution.<sup>1</sup>

#### **1.3.1. L'exploitation et la production**

La première étape de l'industrie pétrolière est l'exploitation, où l'objectif consiste à trouver de potentiels gisements sur des sites géologiques. Il existe de nombreuses façons de rechercher et de détecter du pétrole. Afin de connaître la présence d'une ressource pétrolière, on définit et met en place des procédés géophysiques et géologiques.

Ces études peuvent se résumer à des examens minutieux de toute structure géologique, que ce soit en surface ou en profondeur. Les chercheurs recourent également à une technique d'imagerie sismique<sup>2</sup>.

À l'issue de ces études, si l'on considère qu'il y a de fortes chances de trouver des hydrocarbures, on décide d'opérer un forage.

Les forages d'exploitation viennent compléter les recherches menées sur la couche terrestre, ce qui peut conduire soit à l'arrêt de la prospection sur le site, soit à la découverte du gisement.

Une fois le gisement découvert, des estimations relatives au volume des hydrocarbures ainsi qu'au type et à la qualité du pétrole sont établies.

Par la suite, viendra le moment de l'extraction et de la production pétrolières. Il s'agit d'une phase visant à extraire le pétrole brut du sol, et à le remonter à la surface de la terre pour qu'il soit prêt ou adapté au transport en vue de sa production à l'intérieur ou à l'extérieur d'un pays déterminé.

---

<sup>1</sup> Angelier, J.-P. (1990). Le pétrole. Paris, France : Économica.P11.

<sup>2</sup> Dancettele, M. (2014). Pétrole. Connaissance des énergies. Récupéré sur [https://www.connaissancedesenergies.org/fiche\\_pedagogique/petrole](https://www.connaissancedesenergies.org/fiche_pedagogique/petrole).

L'utilisation de certaines méthodes rigoureuses est essentielle pour parvenir à l'extraction du pétrole. Cela se fait dans la majorité des cas à l'aide de plusieurs puits qui sont forés au-dessus du réservoir. Les extracteurs procèdent aussi à l'injection d'eau ou de gaz pour aboutir à une pression sur le réservoir<sup>1</sup>.

Plus précisément, la méthode d'extraction est choisie selon la constitution du gisement. Nous parlons de deux techniques principales, à savoir l'extraction naturelle et l'extraction assistée.

Lorsque la pression est présente spontanément, le forage de plusieurs puits permet une remontée automatique du pétrole brut. Il s'agit de la méthode d'extraction naturelle qui permet d'extraire un certain pourcentage du pétrole à la surface.

En second lieu, l'extraction assistée dans le cas où il n'y aurait pas assez de pression dans le gisement. Une pression est alors réalisée par des injections de liquide tel que de l'eau ou du gaz.

Il faut savoir également que parfois d'autres méthodes d'extraction sont utilisées. Elles sont réputées pour être plus complexes et plus coûteuses afin d'atteindre les gisements les moins accessibles. Nous citons l'exemple de la méthode thermique qui permet de réduire la viscosité de certains pétroles non conventionnels, facilitant ainsi leur remontée à la surface.

L'exploration et la production du pétrole brut sont directement liées à la fonction de fabrication du pétrole et constituent à cet effet le processus amont de l'industrie pétrolière.

### **1.3.2. Le transport**

La deuxième étape de l'industrie pétrolière est le transport du pétrole brut. Après qu'il soit extrait, le pétrole est purgé des quelques résidus indésirables. Puis il est directement transporté vers des raffineries pour être transformé.

Concernant le moyen de transport utilisé dans le secteur des hydrocarbures, nous avons l'oléoduc<sup>2</sup> pour les distances courtes et le recours au bateau pétrolier pour les distances plus longues<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup>Dancettele, M. (2014). Pétrole. Connaissance des énergies. Récupéré sur <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/petrole>.

<sup>2</sup> Le mot oléoduc est dérivé du latin « *oleum* » qui désigne huile, et « *ducere* » qui signifie conduire. Ainsi, il fait référence à une canalisation de grande dimension destinée au transport des hydrocarbures liquides et plus particulièrement du pétrole brut ou du pétrole raffiné.

<sup>3</sup> Angelier, J.-P. (1990). Op. Cit. P13.

En d'autres termes, le transport du pétrole se fait par voie maritime lorsqu'il s'agit de déplacer la matière première à l'international. En revanche, pour un déplacement du pétrole qui se fait juste à l'échelle nationale, l'utilisation des oléoducs suffit amplement.

Les navires utilisés pour le transport de pétrole ont des tailles variées, cette variation dépend des quantités qui seront embarquées. Lorsqu'il s'agit de pétrole brut, les navires utilisés sont plus grands que ceux transportant les produits pétroliers, en raison des quantités plus importantes<sup>1</sup>.

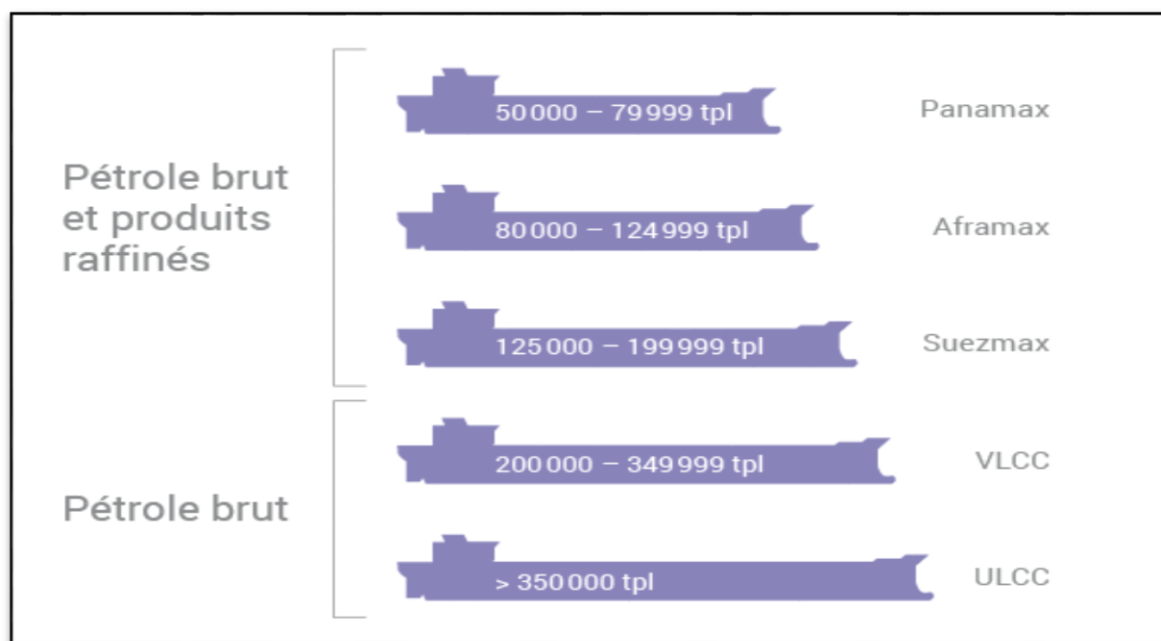
La capacité des navires se mesure en milliers voire en plusieurs milliers de tonnes de pétrole transporté. Les principales catégories de navires utilisés sont les suivantes (voir figure n°1) :

- Les ULCC (Ultra Large Crude Carriers) d'une taille supérieure à 350 000 tpl (tonnes de port en lourd) ;
- Les VLCC (Very Large Crude Carriers), navires de 200 000 à 349 999 tpl, lui et le navire cité ci-dessus sont utilisés pour le transport de brut en grande quantité sur des distances longues, essentiellement du Moyen-Orient vers les Etats- Unis, l'Europe ou les grands consommateurs d'Asie ;
- Les Suezmax pour le transport à travers le canal de Suez, soit pour une charge située entre 125 000 et 199 999 tpl ;
- Les Aframax entre 80 000 et 124 999 tpl;
- Les Panamax pour une quantité de 50 000 à 79 999 tpl. Ces trois derniers navires énumérés (Suezmax, Aframax, Panamax) sont utilisés pour transporter du pétrole brut, mais principalement des produits raffinés.

---

<sup>1</sup> Favennec, J. P. (2007). Géopolitique de l'énergie. Paris : Editions Technip.P10.

Figure N°1 : les types de navire de transport de pétrole



Source : Dancettele, M. (2015). Transport du pétrole. *Connaissance des énergies*. Récupéré sur <https://www.connaissancedesenergies.org/>

### 1.3.3. Le raffinage

Le raffinage du pétrole est une filière de l'industrie pétrolière, elle consiste en une production à base de pétrole brut dans les raffineries. En outre, c'est une transformation du pétrole de sa forme d'origine vers de divers produits pétroliers.

Cette phase est l'une des plus essentielles pour l'industrie pétrolière, c'est ce qu'avance Favennec en ces termes « le raffinage est un maillon de la chaîne pétrolière, c'est ce maillon qui va permettre la transformation du pétrole brut en produits utilisables pour le transport, les besoins industriels, la fabrication de plastiques, de fibres de caoutchoucs synthétiques, etc. »<sup>1</sup>.

Ainsi, le pétrole brut est transformé pour répondre directement aux besoins des Hommes. Pour y parvenir, le processus de fabrication suit des étapes industrielles multiples.

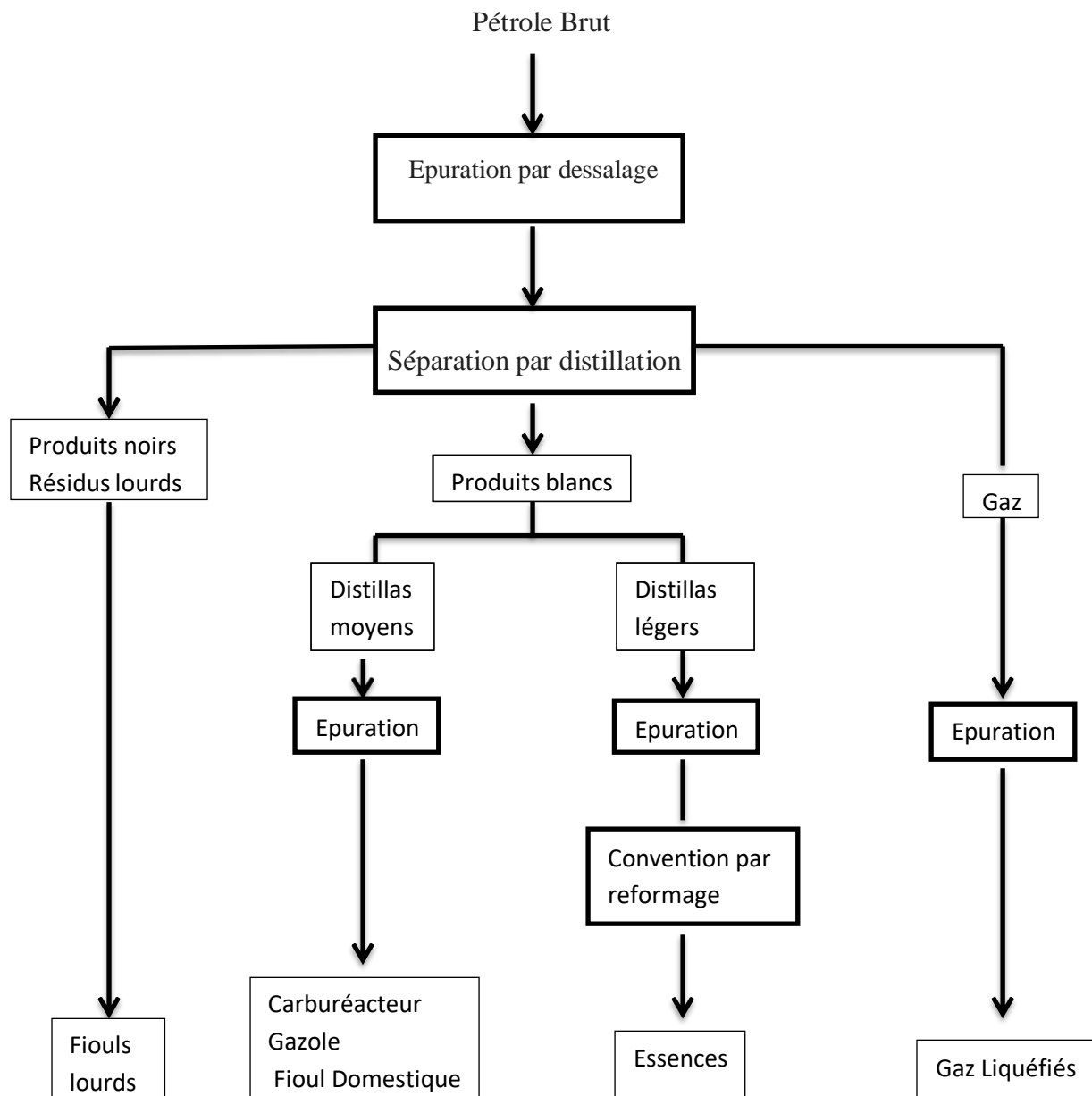
En effet, pour pouvoir utiliser le pétrole qui a été extrait initialement, celui-ci subit plusieurs transformations. Il y a lieu de passer par des procédés physiques et chimiques qui sont<sup>2</sup> : des procédés de séparation, des procédés de conversion et des procédés d'épuration.

À l'issue de ce raffinage, on obtient une grande diversité de produit selon le type de pétrole brut utilisé. On retrouve essentiellement des produits énergétiques tels que l'essence, le carburant et le fioul, mais aussi des matières premières pétrochimiques, des lubrifiants et du bitume.

<sup>1</sup> FAVENNEC, J.-P. (1998) Raffinage du pétrole, Tome 5 Exploitation et gestion de la raffinerie. Paris, Edition TECHNIP. P115.

<sup>2</sup> DUROUSSET, M. (1999). Le marché du pétrole. Paris, Edition Ellipses. P16.

## Schéma N°1 : raffinage de pétrole brut



Source : DUROUSSET, M. (1999). Le marché du pétrole. Paris, Edition Ellipses. P16.

En résumé, le pétrole brut est transformé dans des raffineries en produits finis tels que l'essence, le gazole, le fuel lourd, etc. Il s'agit d'effectuer plusieurs et différents traitements sur le brut. Tout commence par une distillation atmosphérique qui départage le pétrole en divers coupes distinctes, légères, moyennes et lourdes.

À cela s'ajoute des transformations qui ont pour but d'améliorer la qualité de chaque coupe obtenue. En derniers lieu, chaque produit fini est constitué et prêt à être commercialisé. Toutes les coupes donnent des produits pétroliers bien définis comme suit :

- Les coupes légères renvoient au gaz de pétrole liquéfiés (GPL), l'essence automobile et le naphta, les matières premières nécessaires à la fabrication de produits pétrochimiques de base.
- Les coupes moyennes comprennent le carburéacteur, le gazole et le fuel domestique.
- Les coupes lourdes englobent le fuel lourd, les bitumes, les huiles lubrifiantes.

#### **1.3.4. La distribution**

Enfin, la distribution représente la dernière étape de la filière pétrolière. Elle fait référence à la commercialisation des différents produits pétroliers issus du raffinage.

Les consommateurs de ce type de matière peuvent venir s'approvisionner directement auprès des raffineries, telles que les grandes entreprises industrielles. Cela peut également faire l'objet d'une activité supplémentaire par les raffineries ou recourir à des distributeurs indépendants<sup>1</sup>.

En d'autres termes, l'objectif de cette étape est la distribution des produits pétroliers, qu'il s'agisse de matières premières ou de produits pétroliers, aux marchés de son utilisation et de sa consommation. Cette distribution peut se faire au niveau national, régional ou mondial, et cela se fait à travers diverses procédures administratives, techniques, juridiques et avec des équipements différents et larges.

Il faut également souligner que la distribution est réalisée en fonctions des produits pétroliers qui doivent être livrés, mais elle est aussi déterminée selon le destinataire final (les consommateurs) de ses produits<sup>2</sup>.

Plus précisément, ceux qui achètent de grandes quantités comme les industries et les aéroports sont fournis directement par des raffineries en employant des moyens de transport capables de déplacer un grand nombre de produits pétroliers (oléoduc, transport fluvial).

Lorsqu'il s'agit de stations-services qui s'alimentent en carburants routiers, ils sont distribués par les mêmes moyens que les grandes industries, sauf que les raffineries les livrent vers des dépôts pour que par la suite des camions prennent le relais pour alimenter les stations-service.

---

<sup>1</sup> ANGELIER, J.-P. (1990). Op. Cit. P18.

<sup>2</sup> FAVENNEC, J.-P. (2007). Op. Cit. P17.

#### 1.4. Les acteurs de l'industrie pétrolière

Le marché pétrolier, à ses débuts vers le 19<sup>e</sup> siècle, ne comptait qu'un nombre très restreint d'intervenants. C'est au fil des années, avec son évolution et son internationalisation, que l'industrie pétrolière a commencé à occuper une place plus importante dans le monde, avec un nombre d'acteurs plus élevé.

Le marché pétrolier était initialement structuré de manière relativement simple, avec seulement quelques États et quelques compagnies pétrolières privées en tête. Cependant, aujourd'hui, le marché est beaucoup plus complexe, avec des acteurs ayant des rôles, des fonctions et des statuts différents. Nous pouvons identifier quatre principaux intervenants dans l'industrie pétrolière : les pays producteurs de pétrole, les compagnies pétrolières, les pays consommateurs de pétrole et enfin les négociateurs de pétrole.

Les pays producteurs sont ceux qui contrôlent les gisements de pétrole et s'occupent de leur exploitation. Certains de ces pays conservent le contrôle de leur production de pétrole en mettant en place des compagnies pétrolières nationales sur leur territoire.

Ces compagnies nationales, bien qu'elles détiennent une grande part de la production à travers le monde, ne sont pas les seules à dominer le marché. En effet, d'autres compagnies pétrolières internationales occupent également une place prépondérante dans l'économie pétrolière mondiale. Les principales compagnies internationales de pétrole aujourd'hui sont : Total, Royal Dutch Shell, Chevron Corporation, Exxon Mobil et la British Petroleum<sup>1</sup>.

En 1960, un groupe de pays producteurs de pétrole a décidé de former une organisation, connue sous le nom de l'OPEP (Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole). A ce jour, ce cartel compte quatorze pays membres : l'Algérie, le Koweït, le Qatar, le Nigeria, l'Angola, l'Arabie Saoudite, l'Irak, la Venezuela, la Libye, l'Iran, l'Equateur, les émirats arabes unis, le Gabon, l'Indonésie. Ce regroupement vise à assurer la stabilité du marché du pétrole pour ses pays membres en termes de prix et de production<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Mazzucchi, N. (2016). Compagnies nationales, compagnies internationales : vers une nouvelle donne pétrolière. *Revue Internationale et Stratégique*, 2016(4), 104.

<sup>2</sup> Hache, E. (2016). L'OPEP peut-elle survivre dans un monde d'abondance pétrolière ? *Revue Internationale et Stratégique*, 2016(4), 59-68.

L'autre acteur important de la scène pétrolière est constitué des pays consommateurs de pétrole, les plus grands d'entre eux se trouvent être les pays fortement industrialisés et ceux connaissant une forte croissance économique.

Ces pays ont parfois une influence significative sur le marché mondial du pétrole, que ce soit par leur demande de pétrole ou à travers d'autres incidents survenant sur leur territoire, incidents qui ont souvent des répercussions sur le prix du pétrole<sup>1</sup>.

Les derniers acteurs apparus dans l'industrie pétrolière sont les négociateurs de pétrole. Après plusieurs événements passés à savoir les deux chocs pétroliers de 1973 et 1979, ces acteurs sont entrés sur le marché du pétrole. Il s'agit essentiellement de traders, de banques d'affaires et de fonds de pension intervenant sur le marché financier pour acheter et vendre du pétrole, dans le but de réaliser des profits<sup>2</sup>.

#### **1.4.1. Les pays producteurs de pétrole**

Les pays producteurs de pétrole sont présents sur pratiquement tous les continents. Être producteurs de pétrole dépend principalement des gisements de pétrole, qui se trouve de manière aléatoire sur différents territoires de la planète Terre.

Les producteurs de pétrole sont classés par région et par Etats en fonction de leur production annuelle de barils de pétrole. Certains pays arrivent à produire plus que d'autres et sont alors considérés comme les plus importants producteurs à travers le monde. Ils se trouvent en tête de liste du fait qu'une plus grande partie du pétrole brut est présente sur leur territoire, mais cela est dû également dû à leur capacité de production qui est au plus haut point.

Sur le tableau ci-dessous, nous pouvons observer les principales régions productrices de pétrole à travers le monde, dont les plus gros pays producteurs de chaque région de 1973 à 1997.

---

<sup>1</sup> Département analyse et prévision de l'OFCE. (2005). Pétrole : un choc sans traumatisme apparent. Revue de l'OFCE, 95(4), 159-173.

<sup>2</sup> Simon, Y. (2013). La finance non réglementée et le négoce international des matières premières. Revue d'économie financière, 109 (1), 115-162.

**Tableau N°2 : Grandes régions de production pétrolière**

	Production				
	1973	1981	1992	1997	1997
	(MT)	(MT)	(MT)	(MT)	%
Afrique	292,2	231,6	332, 1	371,4	10,8%
Amérique du Nord	608,4	556,9	503,8	477,2	13,8%
dont Etats-Unis	514,3	477	410,5	381,5	11,1%
Canada	94,1	79	93,0	95,6	2,7%
Amérique latine	264,2	312,1	400,1	501,2	14,5%
Europe occidentale	15,7	124	241,3	314,9	9,1%
dont Allemagne	6,5	4,5	3,3	2,8	0,08%
France	1	1,6	2,8	1,7	0,05%
Royaume-Uni	0,1	89	94,2	127	3,7%
Extrême-Orient	162,8	235,3	301,2	366,5	10,6%
dont Chine	53	100	141,6	160,1	46%
Japon	0,7	0,4	0,1	0,7	0,02%
Proche-Orient dont	1 051,7	778,3	899,5	1 045,3	30,3%
Arabie saoudite	387,4	490	436,4	449,9	13%
Ex-URSS	427,3	609	449,8	359,7	10,4%
Monde	2 844	2 865	3 154	3 447,7	100%

Source : DUROUSSET Maurice, « Le marché du pétrole », Edition ellipses, France, Paris 1999, P20.

Nous remarquons à partir de ce tableau que les États-Unis occupaient la première place en tant que producteur de pétrole dans le monde vers les années 1970, avant que cette place ne soit reprise par l'URSS<sup>1</sup> en 1981. En troisième place, ils étaient suivis de près pendant toutes ces années par l'Arabie Saoudite.

L'Union des républiques socialistes soviétiques a gardé le premier rang de producteur de pétrole de 1975 à 1992. Par la suite, c'est-à-dire de 1992, c'est l'Arabe Saoudite qui détrône l'URSS, conséquence de la forte baisse de la production en Russie.

<sup>1</sup> L'Union des républiques socialistes soviétiques, également appelé l'Union soviétique était un Etat fédérale sous un régime communiste, composé essentiellement de la Russie, l'Ukraine, la Biélorussie et Moldavie, en vigueur de 1922 jusqu'à 1991.

Nous dénotons donc qu'entre 1970 et 1999, les trois plus gros Etats producteurs de pétrole dans le monde, on était successivement les Etats-Unis, l'union soviétique et l'Arabie Saoudite. Nous n'oublions pas d'autres pays qui ont eux aussi étaient présents en Afrique, en Amérique latine et l'Extrême-Orient avec des quantités inférieures à ces trois pays, mais suffisamment importantes pour être des producteurs pétroliers considérables.

**Tableau N°3 : La production de pétrole entre 2000 et 2010 dans les principaux pays en millions de tonnes par an.**

Pays	2000	2002	2004	2006	2007	2008	2009	2010
Arabie-saoudite	456,0	425,2	500,4	508,9	488,9	509,9	456,7	473,8
Etats-Unis	347,6	342,0	325,1	304,7	305,2	302,3	322,4	332,9
Russie	326,7	383,7	463,3	485,6	496,8	493,7	500 ,8	511,8
Iran	191,7	177,5	208,2	209,2	210,9	214,5	205,5	208,8
Mexique	170,3	177,8	190,0	182,2	172,2	156,9	146,7	145,6
Chine	162,6	166,9	174,1	184,8	186,3	190,4	189,5	203,0
Norvège	160,7	157,9	150,3	129,0	118,6	114,7	108,8	98,9
Venezuela	159,8	152,8	170,1	171,0	165,5	165,6	155,7	145,7
Irak	128,8	103,9	99,9	98,0	105,1	119,3	119,9	121,5
Royaume-Uni	125,8	115, 7	95,2	76,5	76,7	72,0	68,2	62,8
Canada	124,6	132,6	144,8	150,6	155,3	152,9	152,8	160,3
Emirats arabes unis	124,5	112,5	132,0	144,3	139,6	141,4	126,2	133,3

Source: BP, « BP Stastical Review of World Energy 2019 », disponible sur: <https://www.bp.com/>.

Pendant les années 2000, la production de pétrole est relativement élevée, c'est ce que nous illustre le tableau n°3. L'Arabie Saoudite occupe toujours la première place du classement, et elle est suivie de près par les Etats-Unis et la Russie.

Cette période a été toutefois perturbée par une crise économique à partir de 2007 (la crise des subprimes) qui a revu à la baisse la production mondiale de pétrole. Ça a induit dans la même occasion le déclassement progressif de l'Arabie Saoudite, qui s'est faite remplacer par la Russie entre 2007 et 2010.

**Tableau N°4 : La production de pétrole de 2012 à 2018 dans les principaux pays en millions de tonnes par an.**

Pays	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Etats-Unis	393,7	448,0	522,8	567,2	543,1	571,0	669,4
Arabie-saoudite	549,8	538,4	543,4	568,5	586,6	561,7	578,3
Russie	526,0	531,1	534,1	540,7	555,9	554,4	563,3
Canada	182,6	195,0	209,6	215,5	218,6	236,3	255,5
Iran	180,5	169,6	174,7	182,6	216,8	235,9	220,4
Irak	152,5	153,2	160,3	197,0	217,6	221,5	226,1
Chine	207,5	210,0	211,4	214,6	199,7	191,5	189,1
Emirats arabes unis	154,8	165,5	166,6	175,5	181,6	176,3	177,7
Koweït	154,0	151,5	150,8	149,1	152,6	146,0	146,8
Brésil	112,1	109,8	122,1	131,8	136,7	142,7	140,3
Mexique	143,9	141,9	137,1	127,6	121,4	109,5	102,3
Venezuela	139,2	137,6	138,2	135,2	123,1	108,3	77,3

Source: BP, « BP Stastical Review of World Energy 2019 », disponible sur: <https://www.bp.com/>.

Nous observons entre 2012 et 2018 une croissance progressive et exponentielle de la production mondiale de pétrole dans plusieurs pays. En ces débuts de période, c'est l'augmentation de la production de l'Arabie Saoudite qui interpelle, récupérant ainsi sa première place sur le podium (avec une production 586,6 millions de tonnes de pétrole en 2016).

D'autres pays aussi haussent leur production, remontant ainsi dans le classement des dix plus gros producteurs de pétrole au monde, tels que le Canada, le Brésil et les Emirats- arabes- unis. En effet, le Canada est passé de 124,6 MT en 2000 à 255 MT en 2018, occupant désormais le 4e rang des plus gros producteurs de pétrole. Quant aux Emirats arabes unis, ils passent de la 12e place vers la 8e ces dix dernières années.

En cette fin de période, ce sont les Etats-Unis qui prennent la tête du classement. En effet, leur production connaît un fort rebond jusqu'à atteindre les 669,4 millions de tonnes en 2016. Cette hausse est due à l'exploitation du pétrole de schiste<sup>1</sup>, notamment l'extraction de pétrole non conventionnel qui s'ajoute au pétrole traditionnel.

<sup>1</sup> Auzanneau, M. (2019). Avec le pétrole de schiste, l'Amérique est « pleine aux as »... À quel prix ? In Fin du leadership américain ? (pp. 140-146).

### 1.4.2. Les pays consommateurs de pétrole

La consommation de pétrole dans le monde a représenté près de 98 millions de barils par jour en 2017<sup>1</sup>. C'est en effet la première source d'énergie utilisée par l'Homme et permet de subvenir en grande partie aux besoins énergétiques de la plupart des pays.

Les Etats, consommateurs de pétrole, sont nombreux, dans une optique de faire face aux activités et fonctionnements économiques. Cette consommation se traduit par l'importation de ces Etats de produits pétroliers, ou dans certains cas les pays consommant une partie de leur production.

Toutefois, ne nous pouvons citer l'ensemble des pays consommateurs du fait que leur nombre est important. Nous avons choisi à cet effet d'exposer les quinze plus gros consommateurs dans le monde entre les années 2000 et 2018 dans le tableau n°5 ci-dessous.

**Tableau N°5 : les principaux Etats consommateurs de pétrole entre 2000 et 2018 en (kbbbl/j)**

Etats	2000	2003	2006	2009	2012	2014	2016	2018
Etats Unis	19 701	20 033	20 687	18 771	18 490	19 106	19 687	20 456
Japon	5 592	5 461	5 210	4 390	4 702	4 303	4 019	3 854
Chine	4 967	6 040	7 744	8 295	10 242	11 239	12 304	13 525
Allemagne	2 746	2 648	2 609	2 409	2 352	2 344	2 374	2 321
Russie	2 542	2 679	2 761	2 775	3 119	3 298	3 217	3 228
Corée du Sud	2 263	2 340	2 320	2 345	2 466	2 463	2 781	2 793
Inde	2 261	2 485	2 737	3 300	3 747	3 914	4 654	5 156
Brésil	2 056	1 973	2 134	2 498	2 884	3 210	2 960	3 081
Canada	2 043	2 228	2 295	2 209	2 376	2 442	2 448	2 447
France	1 994	1 952	1 942	1 822	1 673	1 613	1 597	1 607
Mexique	1 958	1 909	2 019	2 021	2 083	1 960	1 950	1 812
Italie	1 930	1 900	1 791	1 563	1 384	1 204	1 266	1 253
Royaume-Uni	1 704	1 723	1 788	1 669	1 546	1 536	1 623	1 618
Arabie saoudite	1 578	1 780	2 084	2 914	3 460	3 764	3 875	3 724
Espagne	1 422	1 539	1 592	1 474	1 300	1 199	1 288	1 335

Source: BP Stastical Review of World Energy 2019 & 2014.

<sup>1</sup> BP. (2018). BP Statistical Review of World Energy. Récupéré sur <https://www.bp.com/>.

Les observations tirées du tableau n°5 nous indiquent que la consommation de pétrole est généralement croissante dans pratiquement tous les pays cités, à l'exception de certaines périodes. Cette croissance est surtout soutenue par les États-Unis et quelques pays émergents tels que la Chine et l'Inde.

En effet, la Chine avait une consommation de 4 967 Kbbbl/j dans les années 2000 et sa consommation n'a cessé de progresser jusqu'à atteindre les 13 525 kbbbl/j en 2018. Elle se place ainsi directement derrière les États-Unis, leader du classement. Certaines études affirment que la consommation chinoise ne cessera d'augmenter, jusqu'à devenir le premier consommateur mondial de pétrole dans les années à venir<sup>1</sup>. Cette forte demande en pétrole est due à une activité économique très dynamique. Concernant les pays de l'OCDE et plus particulièrement ceux faisant partie de l'Union européenne, ils connaissent des réductions de leur consommation en pétrole, c'est l'exemple même de la France et l'Allemagne, que nous pouvons lire sur le tableau ci-dessus. Ces retractions légères de leur consommation par rapport aux années précédentes, viennent d'un souci de répondre à des exigences environnementales et un intérêt pour l'économie de l'énergie.

### **1.4.3. Les compagnies pétrolières**

Depuis la découverte du pétrole en tant que matière énergétique, des compagnies pétrolières commencèrent à voir le jour, parmi elle on cite l'exemple d'Amoco anciennement connu sous le nom de Standard oil company qui bâtit un véritable empire<sup>2</sup>, voyant en cette industrie un véritable eldorado prêt à répondre à une forte demande en énergie. Les principales activités de ces compagnies comprennent, l'exploitation et l'extraction du pétrole brut, la transformation et le raffinage du pétrole, et la commercialisation des produits pétroliers.

Les compagnies pétrolières se déversent en plusieurs entités qui se partagent le marché. On distingue des entreprises privées et des compagnies nationales<sup>3</sup>. Les entités privées font référence aux compagnies pétrolières internationales. Parmi elles, nous avons les majors, l'une des cinq compagnies les plus performantes sur le marché pétrolier (citée en gras dans le tableau n° 6), ainsi que quelques indépendants représentant les petites entreprises de moindre importance.

---

<sup>1</sup> Kellner, T. (2006). La politique pétrolière de la République populaire de Chine : stratégies et conséquences internationales. *Outre-Terre*, 15, 425-469

<sup>2</sup>Baudet, J. C. (2015). *Les plus grandes entreprises : celles qui changèrent le monde*. Paris : Edition La boîte à pandore.

<sup>3</sup> Hache, E. (2016). L'OPEP, les compagnies internationales, les compagnies nationales : qui gouverne la scène pétrolière mondiale ? *La revue de l'Énergie*, (629), janvier-février.

La seconde catégorie concerne les compagnies nationales qui se trouvent dans la majorité des cas dans des pays producteurs de pétrole et sont mises à la tête de cette industrie dans ces pays.

**Tableau N°6 : les plus grandes compagnies pétrolières selon le chiffre d'affaire en M/\$**

Compagnies pétrolières	Chiffre d'affaire M/\$
State Grid	348 903
Sinopec Group	326 953
China national petroleum	326 008
<b>Royal dutch shell</b>	311 870
<b>British petroleum</b>	244 582
<b>Exxon mobil</b>	244 363
Glencore	205 476
<b>Total</b>	149 099
<b>Chevron</b>	134 533
Gazprom	111 983
Phillips 66	91 568
Valero energy	88 407
Marathon petroleum	67 610

Source : Etablie à partir du classement de Fortune Global 500, Edition 2018.

En effet, le marché des énergies fossiles englobe des sociétés privées intervenant à l'échelle internationale. Cinq d'entre elles sont d'une grande renommée, ce qui leur a valu le nom de majors : British petroleum, Royal dutch shell, Exxon mobil, Total, Chevron.

Ce qui les rend particulière, c'est leur présence sur toutes les régions du monde et le fait qu'elles se placent parmi les entreprises les plus importantes au monde en termes de chiffre d'affaires réalisé. Un autre point qui les caractérise est la maîtrise de toute la chaîne d'activité de l'industrie pétrolière et gazière, de l'extraction à la distribution.

À côté des compagnies internationales, il y a les compagnies pétrolières nationales, dont le poids n'est pas négligeable. Elles détiennent près de 85 % des ressources pétrolières dans le monde<sup>1</sup>.

<sup>1</sup>Gautier, C., & Fellous, J. L. (2008). Eau, Pétrole, Climat : un monde en panne sèche. Paris : Edition Odile Jacob.

Pour ces entreprises, l'Etat est l'actionnaire majoritaire et elles sont constituées dans le but de contrôler le secteur pétrolier et gazier des pays producteurs, comme c'est le cas pour Aramco en l'Arabie saoudite, Sonatrach en Algérie et Petrobras au Brésil.

En dernier lieu, il faut souligner l'existence d'entreprises pétrolières indépendantes, moins grandes que celles citées précédemment, mais ayant quand même pu se faire une place considérable parmi les géants du pétrole. Elles interviennent dans une ou quelques régions du globe et sont présentes sur plusieurs activités de l'industrie du pétrole et du gaz. C'est le cas notamment d'Occidental petroleum et de la Maurel&Prom.

#### **1.4.4. Les négociants en pétrole**

Les négociants en pétrole sont les acteurs les plus récents à s'ajouter à l'industrie pétrolière. Dans la mesure où ce métier s'est particulièrement développé avec la financiarisation du marché des hydrocarbures vers les années 1980, le nombre de négociants a fortement augmenté<sup>1</sup>. Cette activité est exercée par des sociétés de trading spécialisées en matières premières, ou par des institutions financières telles que des banques d'affaires. Ils travaillent à l'aide d'instruments financiers sophistiqués et une connaissance parfaite du marché pétrolier est plus que nécessaire pour le bon déroulement de l'opération.

Plus explicitement, cette fonction s'apparente à une opération financière consistant à acheter et à vendre des cargaisons de pétrole brut avec un prix et une quantité déterminée à l'avance et par anticipation des événements futurs susceptibles d'influencer le prix du pétrole. La pratique est née d'une volonté à ce que les compagnies pétrolières assurent leur approvisionnement de brut. C'est dans cette optique que plusieurs raffineries possèdent leurs propres filiales de trading.

En outre, l'objectif d'un négociant est le plus souvent de contrôler au mieux l'évolution du prix du pétrole et ainsi parvenir à réaliser des profits<sup>2</sup>. Cela est possible en achetant aux prix les plus bas et de revendre dans des périodes haussières. Ces opérations se font généralement dans des temps relativement courts, une cargaison de pétrole peut alors changer plusieurs fois de propriétaire avant d'arriver sur un destinataire final.

---

<sup>1</sup> Simon, Y. (2013). La finance non réglementée et le négoce international des matières premières. *Revue d'économie financière*, 109(1), 115-162.

<sup>2</sup> Baule, F. (2010). Sur les marchés du pétrole. *Revue Projet*, 318(5), 4-11.

C'est à cet effet que les négociants, avec leur activité de spéculation, sont pointés du doigt, comme étant l'un des facteurs relatifs à la forte volatilité des cours du pétrole<sup>1</sup>. Cependant, l'activité des traders est parfois avantageuse, car dans un contexte de marché baissier du prix du pétrole, leur travail devrait être encouragé pour que les producteurs aient plus de débouchés et atténuent leurs contraintes financières<sup>2</sup>. Cela permettrait d'augmenter le volume des ventes pour compenser la baisse du prix du pétrole.

## **1.5. Les caractéristiques du marché pétrolier**

L'industrie pétrolière jouit de certaines caractéristiques qui la rendent particulière, surtout par rapport aux autres. Quatre points sont alors cités<sup>3</sup> : le caractère mondial de l'industrie, le fait qu'elle est multiproduit, un marché considéré comme capitalistique, et il est aussi connu pour sa très forte disparité.

### **1.5.1. Une industrie mondiale**

Cette matière, qui est le pétrole, a joué un rôle pionnier dans le cheminement progressif de l'internationalisation du marché énergétique<sup>4</sup>. À une certaine époque, vers 1850, chaque pays utilisait uniquement l'énergie dont il disposait en interne, essentiellement du charbon. Les choses commencent à changer à la fin du XIXe siècle, où l'échange de charbon entre États commence à se généraliser. Par contre, l'industrie du pétrole n'a pas perdu de temps et s'est rapidement imposée dans le monde avec une forte demande suscitée par le marché automobile devenu plus courant<sup>5</sup>. Cependant, cela n'a pas donné lieu à un marché international véritablement bien défini.

Certains points ont freiné ou ralenti le développement d'un marché de charbon. En effet, les échanges n'étaient pas très importants en quantité et se faisaient essentiellement entre petites et moyennes entreprises. De plus, le coût exorbitant du transport de charbon limiter les échanges à des régions uniquement proches.

---

<sup>1</sup> Chevallier, J. (2010). Spéculation et marchés dérivés du pétrole. *Revue d'économie financière*, 98-99, 353-371.

<sup>2</sup> Jégourel, Y. (2010). *Matières premières : une nouvelle ère*. Policy Brief, PB -15/26.

<sup>3</sup> Hansen, J. P., Percebois, J., & Janssens, A. (2019). *Energie, Economie et politique*. Paris : Ed De Boeck.

<sup>4</sup> Benoit, B., & Saussac, R. (2008). *Les mutations de l'économie mondiale du début du XXe siècle aux années 1970*. Lyon : Ed Breal. P33.

<sup>5</sup> Ibid.

L'industrie du pétrole a elle-même connu une forte demande, suscitée par l'engouement d'un marché naissant du carburant automobile. Cette rapidité d'expansion de ce marché est également le résultat des nombreux avantages intrinsèques dont dispose le pétrole, que ce soit sa facilité de transport, de stockage et de production, ce qui a encouragé l'ampleur de ce marché.

Ajoutons à cela un autre élément : la Stratégie marketing des multinationales, qui a joué un rôle de booster jusqu'à en faire la principale source d'énergie utilisée par les hommes. Ainsi, le pétrole est devenu une industrie mondiale, alors qu'auparavant il était seulement un marché local qui a vu le jour en Amérique.

### **1.5.2 Une industrie à multi-produits**

L'autre particularité est que le pétrole, après transformation, donne lieu et à une multitude de produits, et donc à une multitude de marchés. Chaque produit va être utilisé et répondre à des besoins spécifiques. À l'origine, le pétrole était utilisé comme lubrifiant pour les machines, et en même temps comme combustible pour l'éclairage. Toutefois, de manière progressive, l'utilisation du pétrole à évoluer et s'est diversifiée vers plusieurs usages.

On note les principaux marchés du pétrole après transformation comme suit<sup>1</sup> :

- Le kérosène, premier marché pétrolier pour assurer l'éclairage. Jusqu'à ce qui fut remplacé par l'électricité 1879. De nos jours celui-ci est sollicité pour le transport aérien.
- Les lubrifiants pour le graissage des machines
- Le fuel-oil (mazout) pour le transport maritime
- L'essence pour le transport automobile
- Le fuel lourd pour la production d'électricité et pour les chaleurs dans les usines.
- La pétrochimie pour la production de plastique, de tissu synthétique, et d'engrais agricole.

Nous déduisons que chaque produit pétrolier correspond à un marché bien propre. Ce qui rend l'examen du marché dans sa globalité plus complexe, notamment en ce qui concerne les prix, qui poussent les producteurs à les adapter en fonction du produit lui-même.

En effet, pour chaque produit l'élasticité prix de la demande sera différente. Plus la demande n'est importante pour l'un des produits, plus son prix sera automatiquement plus élevé.

---

<sup>1</sup> Angelier, J. P. (1990). Le pétrole. Paris : Éditions Economica "Cyclope ». P30.

À contrario le prix aura tendance à baisser sur le marché d'un produit à concurrence plus dense, par exemple avec la présence de produits de substitution.

### **1.5.3. Une industrie très capitalistique**

L'industrie pétrolière a vu sa forme de marché se transformer rapidement. Celle-ci est passée d'une structure concurrentielle à une forme oligopolistique<sup>1</sup>. Les compagnies pétrolières qui constituaient le marché ont eu tendance à se regrouper, pour des raisons plus au moins techniques et économiques auxquelles devait répondre toute la chaîne industrielle.

Cela découle essentiellement des besoins importants en capitaux, ayant pour objectif de satisfaire des dépenses d'investissement nécessaires au maintien des différentes activités de l'industrie (exploitation, transport, raffinage).

Également, sa fonction en amont est incertaine notamment concernant l'exploitation et la production. Dans la mesure où non seulement l'activité d'exploitation de pétrole revient cher, mais aussi n'est pas rentable dans tous les cas de figure. Malgré les avancées technologiques qui s'inscrivent dans le domaine, il s'avère que les chercheurs de pétrole brut ne tombent pas systématiquement sur des gisements pétroliers.

Un autre point à aborder qui rend cette industrie très capitalistique, c'est qu'il y a une forte économie d'échelle dans ce secteur<sup>2</sup>. En effet, cela est dû aux coûts fixes exorbitants liés à ses différentes activités. Cela a pour effet de décourager les nouveaux entrants et de laisser ainsi place exclusivement aux compagnies imposantes financièrement. Elles sont capables d'être présentes sur toute la chaîne pétrolière et surtout en amont. Ceci leur vaut une diversification des activités qui diminue les risques du métier.

### **1.5.4. Une industrie à forte disparité**

Comme nous l'avons vu plus haut, le pétrole n'est pas une matière composée d'éléments de même nature. À chaque extraction, on peut retrouver différents pétroles bruts en fonction généralement de la région d'extraction. Son coût de production n'est également pas toujours identique et peut dépendre de plusieurs paramètres.

---

<sup>1</sup> Baladin, G. (1989). Le marché international du pétrole : un jeu de poker. Industrie et développement international, août, 385-391.

<sup>2</sup> Copinschi, P. (2010). Le pétrole, un bien commercial soumis aux logiques de marché. Le pétrole, quel avenir ? (PP.31-63).

La localisation du gisement, sa profondeur et le terrain du lieu d'extraction sont autant d'éléments qui interviennent dans le coût de production. Ces deux principaux points (l'existence de variété de pétrole et la variation du coût d'exploitation) font qu'on parle d'une industrie à forte disparité.

Les variétés de pétrole brut, comme cité précédemment dans les types de brut, présentent plusieurs qualités identifiées en fonction de la densité et de la teneur en soufre, calculées en degrés API. Nous pouvons trouver plus de 200 bruts dans la nature<sup>1</sup>. Les bruts légers sont plus recherchés dans la mesure où on obtient à partir d'eux des produits raffinés de plus grande valeur par rapport aux bruts lourds. Leur réputation de meilleur pétrole brut fait qu'ils sont plus convoités et répondent donc à une demande plus captive. En d'autres mots la demande est tout simplement plus importante lorsqu'il s'agit des pétroles légers.

En second lieu, la disparité du coût technique de production<sup>2</sup>. Lors de l'achat de pétrole, son prix d'acquisition n'est pas le même pour l'ensemble des bruts. Un brut onshore extrait du Proche-Orient se vend moins cher qu'un brut offshore extrait de mer du Nord ou du golfe de Guinée, dont le coût de production est nettement plus élevé. On comprend de ce fait que le coût technique est différent d'une région à l'autre, et cela se répercute sur le prix de vente.

Cependant, l'innovation dans les moyens d'extraction de pétrole joue un rôle non négligeable dans la réduction de ce coût technique. Même si nous soulignons à cet effet l'existence d'une rente différentielle liée à la géologie. C'est-à-dire que les pétroles extraits plus facilement, ont des frais de production moins élevés. On peut parler aussi d'une rente de proximité, lorsque les lieux de production sont plus près des lieux de distribution. La rente différentielle dont on parle également, c'est celle liée à la sécurité.

Elle s'obtient grâce à la stabilité politique qui règne dans une région, car certains pays importateurs privilégient parfois des régions avec une sérénité politique (mer du Nord, Alaska...), malgré un coût d'extraction plus élevé, au détriment de régions à un coût plus bas mais moins stable politiquement (Proche-Orient).

---

<sup>1</sup> Angelier, J. P. (1990). Le pétrole. Paris : Éditions Economica "Cyclope". P18.

<sup>2</sup> Jacquet, P., & Nicolas, F. (1991). Pétrole : crises, marchés, politiques. Paris : Éditions Dunod. P38.

## **Section II : Les déterminants du prix du pétrole : facteurs économiques et géopolitiques**

Il n'est pas aisé d'anticiper la manière dont les prix du pétrole vont évoluer, du moment que les facteurs qui influencent et qui ont un impact sur cette activité sont nombreux. Ainsi, nous pouvons énumérer les principaux déterminants retenus dans la littérature et essayer d'observer dans quel cas ils jouent ou ont pu jouer un rôle dans la détermination du prix du pétrole.

Nous avons pris des éléments qui ont des niveaux différents peuvent expliquer l'oscillation des prix. Ces principaux facteurs sont les suivants<sup>1</sup> : l'épuisement à long terme des réserves, les possibilités de l'offre et le coût de production et le degré du déploiement des capacités de production, le niveau d'absorption des pays exportateurs, le rythme d'évolution de la demande de pétrole, le pouvoir exercé par certains opérateurs, la spéculation des financiers, la fluctuation du cours du dollar et les événements politiques.

### **2.1. L'épuisement des réserves**

La prise en compte de la nature énergétique non-renouvelable du pétrole pourrait interférer dans l'évolution du prix. Nous pourrions alors penser que ça entraînerait une augmentation des prix du brut. Cet élément de rareté de cette ressource lui donne un caractère particulier.

Certains chercheurs comme Hotelling (1931) ont réfuté les points de la théorie des ressources épuisables à la période où la peur autour de l'épuisement de celle-ci était ressentie aux États-Unis<sup>2</sup>. La réserve d'une matière épuisable dans la nature est un actif dont la valeur est égale au bénéfice en capital qu'apporte l'augmentation de son rendement au cours du temps. Tout ce que peut faire le détenteur, c'est d'éloigner l'extraction, alors ça revient à échanger une vente immédiate à une vente future.

Dans la mesure d'un marché à terme, le taux de croissance de la valeur unitaire du stock est l'équivalent du taux de rendement de tout autre actif, plus précisément du taux d'intérêt<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> HANSEN, J.-P., & PERCEBOIS, J., JANSSENS, A. (2019). *Énergie, économie et politique* [Energy, Economy and Politics]. Paris : De Boeck Supérieur. (P. 168).

<sup>2</sup> HOTELLING, H. (1931). The Economics of Exhaustible Resources. *Journal of Political Economy*, 39(2), 137-175.

<sup>3</sup> SOLOW, R.-M. (1974). The Economics of Resources or the Resources of Economics. *The American Economic Review*, 64(2), 1-14.

Le prix de vente de cette ressource comprendra alors le coût d'exploitation additionné à un autre coût celui de l'option qui est la valeur de la ressource laissée à terre<sup>1</sup>. Cela aboutit à deux principales conclusions<sup>2</sup> :

- Dans le cas des ressources épuisables, il y a une différence entre la recette marginale et le coût marginal, et cette différence constitue le « coût d'usage » (rente de rareté).
- Le gain marginal du détenteur de cette ressource limitée doit augmenter au cours des années, suivant le taux d'intérêt utilisé comme taux d'actualisation. Il est effectivement indifférent pour ce possesseur d'échanger son stock se trouvant dans la nature en un flux monétaire à l'instant  $t$  avec un gain marginal qui est  $p$  ou procéder à cette échange à l'instant  $(t + n)$  avec un gain marginal égal à  $\pi (1 + a)^{t + n}$  ou  $a$  est le taux d'actualisation égal au taux d'intérêt.

Hotelling arrive au moyen le plus efficace de l'évolution du prix de la ressource suivant la structure du marché :

- Dans une situation de concurrence pure et parfaite, le prix net des coûts d'exploitation d'une ressource non-renouvelable doit augmenter de la manière du taux d'actualisation.
- Dans un contexte de monopole, la recette marginale nette des coûts d'extraction d'une matière non-renouvelable doit suivre l'évolution du taux d'actualisation. Le prix d'équilibre n'est pas le prix de concurrence par l'ajout d'une rente de monopole qui est positive dans le cas où l'élasticité-prix de la demande est, en valeur absolue, supérieure à l'unité. L'atout pour celui qui détient le monopole est la fixation d'un prix élevé au début et de le faire augmenter par la suite dans une proportion inférieure aux taux d'intérêt du marché. Dans cette logique, le monopole est gardé si les réserves sont conservées, étant donné que si le prix augmente la demande sera plus faible. Également l'épuisement de la matière est éloigné.

---

<sup>1</sup> GAUDET, G., et HUNG, N-M. (1987), « Théorie économique des ressources non renouvelables : quelques éléments de synthèse », cité dans AYOUB A. et PERCEBOIS J., Pétrole : Marchés et Stratégies, Edition Economica, Paris, PP. 137-148.

<sup>2</sup> PERCEBOIS, J. (1989). Économie de l'énergie [Energy Economics]. Paris : Edition Economica. (P. 156).

En plus de ce que nous avons expliqué plus haut, il y a aussi la théorie du « peak oil », une théorie avancée par Hubbert dans l'année 1956. Son étude a souvent été utilisée pour justifier la hausse incessante du prix du brut, constatée depuis 2004. Cette étude stipule que l'exploitation d'un gisement de pétrole évolue de la même manière qu'une courbe en cloche<sup>1</sup>. C'est-à-dire qu'elle arrive à son point maximal juste après que la moitié de la réserve ait été extraite. Ainsi pour déterminer le point du « peak oil », nous devons en théorie déterminer la valeur des réserves se trouvant au sol et connaître la quantité de pétrole produite à partir du début de l'extraction.

En d'autres termes, le point maximum est atteint quand les quantités exploitées sont égales à celles qui restent à exploiter. Selon l'ASPO<sup>2</sup>, le point maximal de la production mondiale de pétrole brut fut atteint entre 2010 et 2015, avec des quotas se situant autour de 90 millions de barils par jour.

Cependant, il y a lieu de rappeler que l'hypothèse de principale de cette étude est que le niveau des réserves n'est connu qu'approximativement<sup>3</sup>. La notion de réserves répond à un contexte évolutif et instable. De la sorte, le montant des réserves peut facilement changer à la suite de découverte de nouveaux gisements ou par le développement de techniques novatrices capables d'extraire les bruts les plus profonds, autrefois difficiles d'accès (voir la figure n° 2 détaillant les réserves mondiales sur les pays qui détiennent des réserves avérées).

Le tableau n°7 illustre les réserves prouvées de pétrole dans le monde par différentes régions entre 1996 et 2016. Il ajoute le ratio (réserves prouvées / production de pétrole). Les ratios (R/P) représentent une pondération éventuelle des réserves existantes qui arrivent à supporter le volume récent de production.

Nous observons que les réserves étaient plus élevées en 2016 par rapport à 1996. Cette croissance est la répercussion de plusieurs découvertes qui ont eu lieu au fil des années grâce aux investissements consenties, que ça soit dans l'exploration ou dans la modernisation des techniques d'extraction.

---

<sup>1</sup> Hubbert, M. K. (1956). Nuclear Energy and Fossil Fuels. Shell Development Company, Publication No. 95. Reprinted from Drilling and Production Practice.

<sup>2</sup> Association for the Study of Peak Oil and Gas

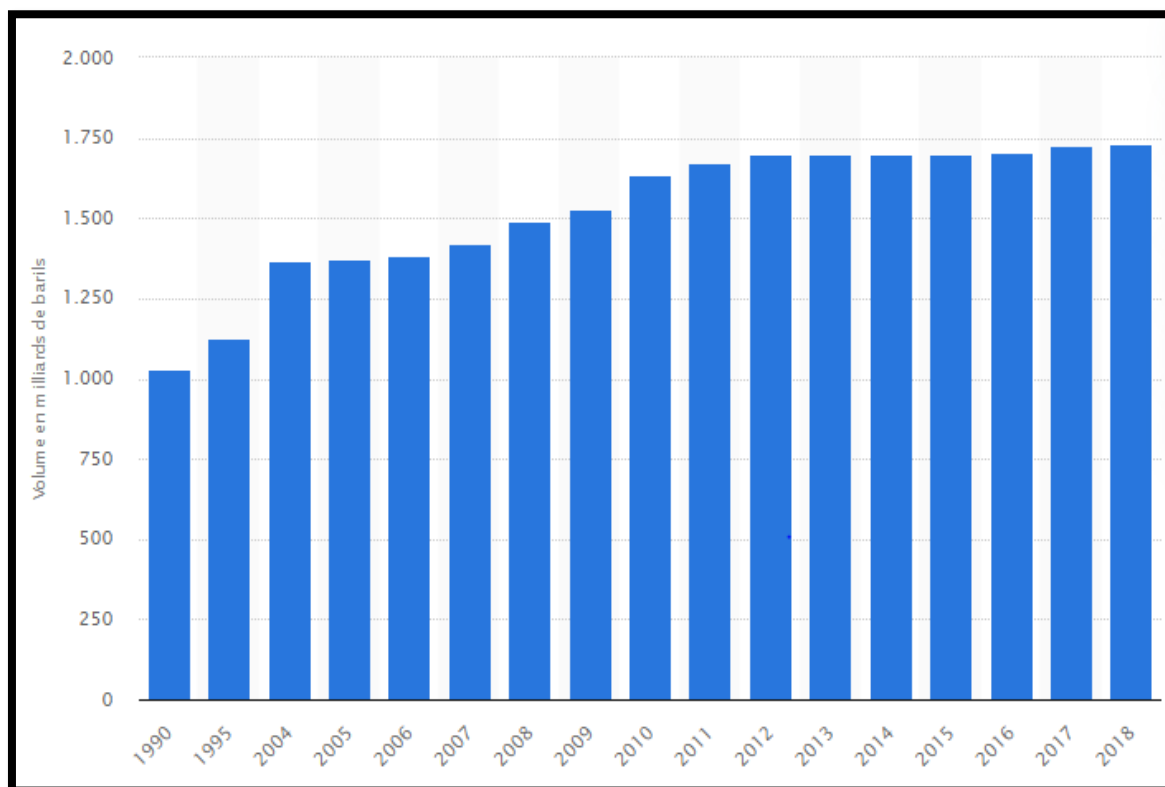
<sup>3</sup> PIND Pindyck, R. S. (1978). The Optimal Exploration and Production of Nonrenewable Resources. Journal of Political Economy, 86(5), 841-861.

**Tableau N°7 : Total des réserves prouvées entre 1996 et 2016**

	Les réserves prouvées				Ratio (R/P)
	1996	2006	2015	2016	2016
<b>Total Amérique du Nord</b>	127.3	221.7	227.5	227.5	32.3
<b>Total Amérique du sud et centrale</b>	90.7	110.8	329.0	327.9	119.9
<b>Total Europ et Eurasie</b>	142.8	137.6	154.9	161.5	24.9
<b>Total Moyen-Orient</b>	674.0	755.9	803.0	813.5	69.9
<b>Total Afrique</b>	74.9	116.9	128.2	128.0	44.3
<b>Total Asie-Pacifique</b>	39.0	45.5	48.8	48.4	16.5
<b>Total Monde</b>	1148.8	1388.3	1691.5	1706.7	50.6

Source: BP Statistical Review of world Energy 2017.

**Figure N°2 : Volume des réserves mondiales de pétrole de 1990 à 2018 (En milliardsde barils)**



Source : Statista Research Departement .

## **2.2. Les facteurs relatifs à l'offre disponible : le degré de déploiement des capacités de production et le coût de production**

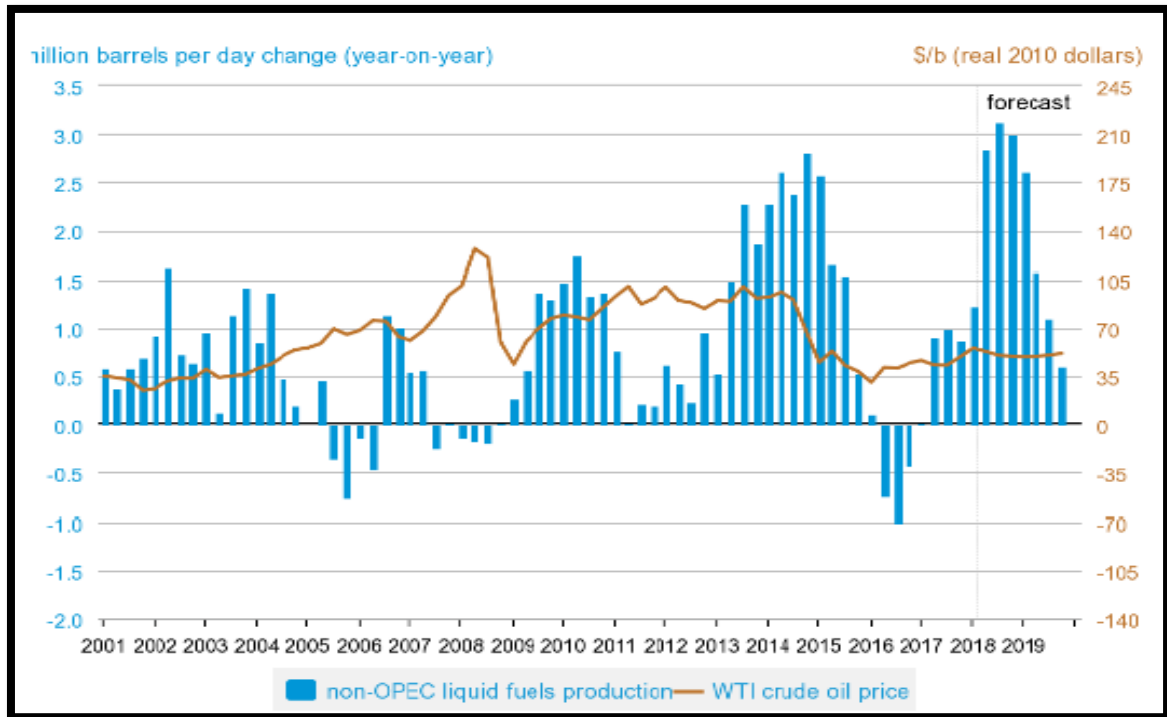
L'Offre de pétrole en général, le degré de déploiement des capacités de production et le coût de production de pétrole dans le monde ont tous un rôle à jouer dans la détermination du prix du pétrole. L'offre de pétrole s'est rapidement développée à partir du premier choc pétrolier et l'agencement de l'offre s'est depuis profusément bouleversée. De ce fait, la part des pays de l'OPEP s'est fortement accrue au début du choc, mais par la suite celle-ci s'est régressée, alors qu'une grande partie des réserves prouvées sont situées au niveau de l'OPEP. Celles-ci ont constitué 86 % des exportations mondiales de pétrole à la minute du premier choc pétrolier et n'ont constitué que plus de 53,2 % en 2008.

Par contre, les cinq Majeurs (Exxon-Mobil, BP, Total, R-D Shell, Chevron-Texaco) représentent une part de production de 12 %. D'après l'Agence internationale de l'Energie (AIE), l'offre des pays hors OPEP, à savoir l'Amérique du Nord, la Mer du Nord et la Russie détiennent de nos jours à priori 60 % de la production à l'échelle mondiale (voir la figure n°3).

Les producteurs de ces régions sont considérés comme étant des « preneurs de prix ». Ce qui veut dire qu'ils sont dans une situation où ils subissent uniquement le prix du marché, au lieu d'avoir un rôle dans sa détermination. Ils sont alors caractérisés par l'utilisation de toute leur capacité de production et à détenir de faibles réserves. Par ailleurs, l'offre réduite de ces pays peut exercer une pression à la hausse sur les prix, en réduisant l'offre mondiale totale et en augmentant le recours aux pays de l'OPEP qui auront plus de capacité à influencer les prix.

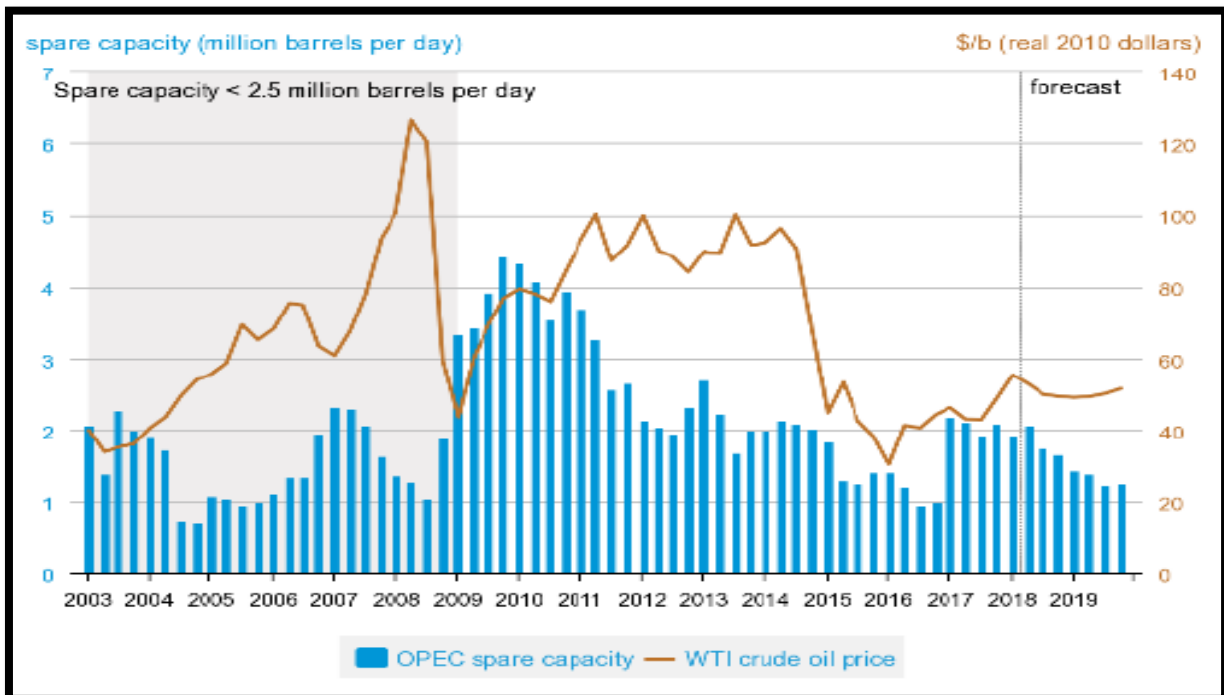
Il est toutefois opportun de souligner que selon l'AIE, la capacité non utilisée de l'OPEP représente également un indicateur de la capacité du marché mondial du pétrole pour faire face à des crises éventuelles capables de réduire l'approvisionnement en pétrole. Effectivement, l'Arabie Saoudite premier producteur du pétrole a la plus importante capacité disponible. Elle a ainsi conservé plus de deux millions de barils par jour pour la gérance du marché (voir la figure n°4).

**Figure N°3 : La production des pays hors OPEP et les prix du pétrole**



Source : U.S. Energy Information Administration.

**Figure N°4 : Capacité de production non utilisée par l'OPEP et les cours du pétrole**



Source : U.S. Energy Information Administration.

D'après l'AIE, la production globale de pétrole s'effectue avec un degré de déploiement des capacités de production autour de 96 % en 2007, c'est ce qui explique les pressions à l'échelle mondiale. Selon quelques économistes, l'élasticité du prix liée à l'offre est assez réduite sur le court terme et n'excède pas 0.6 sur le long terme<sup>1</sup>. En plus, entre les années 1980 et 1990, l'innovation technologique dans les techniques d'extraction avait permis de baisser vigoureusement le coût de production du pétrole.

Toutefois, à partir des années 2000, plusieurs changements ont eu lieu surtout quand la croissance économique est restée élevée tandis que les capacités de production de pétrole évoluaient difficilement et passaient par des périodes de baisse. Justement, la production des pays hors OPEP s'effectue dans des régions où les coûts d'exploitation sont assez significatifs. Contrairement aux pays membres de l'OPEP qui détiennent des pétroles conventionnels qui sont extraits à moindre coût.

Également, il est intéressant de rappeler que les pays hors OPEP recourent généralement à des techniques de production modernes qui ont un coût plus élevé. Ajoutant à ceci, les contraintes environnementales qui pèsent plus lourdement sur ces pays qui font aussi croître les coûts de production. De ce fait, nous arrivons à déduire que lorsque les coûts de production augmentent en parallèle à des degrés de déploiement des capacités de production élevés cela a tendance à entraîner des augmentations des anticipations de prix sur le marché<sup>2</sup>.

### **2.3. Le pouvoir des producteurs**

Depuis son développement, l'industrie pétrolière a toujours conduit à la formation de groupe de producteurs ayant une influence sur la détermination des prix. Cette influence vient principalement des parts de marché importantes détenues par ce groupe à un moment donné.

En 1870, c'est le groupe D. Rockefeller qui contrôlait le marché du transport et raffinage du brut aux Etats-Unis avec près de 80 % voire 90 %<sup>3</sup>. Le règne de D. Rockefeller à persister jusqu'à l'intervention de la cour américaine pour la décomposition de la standard oil en 33 compagnies différentes. C'est en 1911 que ce verdict tombe. En 1928, un nouveau monopole prend de l'ampleur au sein du marché pétrolier.

---

<sup>1</sup> Ayouz, M., & Reymondon, O. (2008). Les fondamentaux du marché ont-ils changé depuis la crise financière de l'été 2007 ? In Diagnostic N°8, Revue du COE Rexecode, juillet 2008, 41.

<sup>2</sup> Hansen, J.-P., & Percebois, J., Janssens, A. (2019). Energie, Economie et politique. Ed De Boeck Supérieur, Paris.P180.

<sup>3</sup> Masseron, J. (1975). L'économie des hydrocarbures. Edition Technip, Paris, 50.

C'est l'accord d'Achnacarry qui a amené à la constitution d'un cartel dénommé « Les sept sœurs »<sup>1</sup>. Ce cartel a perduré jusqu'aux années 1960, dans un premier temps, il a mis en place un système qui est le « Gulf plus » qui consistait à ce que tout baril de pétrole vendu dans le monde par les sept sœurs serait sur la base d'un prix unique.

Par la suite, ce système est remplacé par un autre système, dont le principe est « prix unique, double point de base » qui a conduit progressivement à une guerre des prix vers la fin des années 1950.

En 1960, c'est l'OPEP qui entre en jeu dans un but premier de faire face à la baisse des prix. Cependant lors du 1er choc pétrolier 1973 l'OPEP commence véritablement à comprendre son pouvoir. Le deuxième choc pétrolier en 1979, pour l'OPEP, c'était l'occasion de profiter de la situation politique favorable en cours et en même temps de prévenir la hausse des prix du brut. Ceci a prévalu sur l'apport d'une rente de monopole dans le prix d'équilibre du pétrole qui est additionné à la rente de rareté auparavant ajouté lors du premier choc pétrolier.

Toutefois, l'OPEP va très vite tomber de haut. Dans la mesure où elle ne voyait pas l'arrivée des conséquences des chocs pétroliers qui conduisent à la diversification d'autres sources d'énergie, ainsi que le développement de l'offre des pays non-OPEP qui commençait à prendre de l'ampleur.

La place de l'OPEP sur le marché mondial du pétrole baissait considérablement, de 1973 à 1979, elle est passée de 54 % à 47 %. Puis de 1980 à 1985 elle fait un bond de 39 % à 30 %. Ce qui conduit à la perte progressive de son pouvoir d'influence sur le marché.

En 1983, pour tenter de remonter la pente, l'OPEP opte pour une stratégie d'imposition de quotas à ses pays membres<sup>2</sup>. La plupart de ses pays répondent en baissant leur production en suivant leur producteur d'appoint un rôle assumé par l'Arabie Saoudite à cette période. Malheureusement, lorsque le prix du marché s'avère rémunérateur la tentation de dépasser les quotas est très forte.

En effet, la volonté de l'Arabie Saoudite de profiter de ce prix rémunérateur et de la radiation de ses fonctions du ministre de l'énergie Yamani en 1986 a permis au prix du pétrole de regagner des couleurs en remontant jusqu'à 20 dollars le baril vers 1987.

---

<sup>1</sup> Gallois, F. (2018). Histoire, Géographie et Géopolitique. Paris : Édition Ellipses. P266.

<sup>2</sup> Berstein, S., & Milza, P. (2006). Histoire de la France au XXe siècle : De 1974 à nos jours. Paris : Édition Complexe.P32.

La fin des années 1990 les cours du pétrole restèrent assez stables et réduits. Puis en période de la guerre du Golfe, le marché commençait à connaître un accroissement des prix pour un certain moment. Il s'ensuit de vives variations, une baisse significative au début des années 2000, une forte hausse est observée en 2008 allant jusqu'à 147 dollars le baril, après, c'est une baisse que connaît le marché à la fin de 2014. Puis une hausse progressive qui se stabilise autour des 60 dollars le baril en 2018. Nous avons eu des oscillations autour de 90 dollars le baril en début 2022.

#### **2.4. Le rythme d'évolution de la demande du pétrole**

La demande de pétrole converge fortement avec la croissance économique des pays. A l'échelle mondiale, elle est surtout référée aux pays émergents (Brésil, Russie, Inde, Chine) font croître la demande de pétrole et amènent à l'augmentation des prix<sup>1</sup>. La demande de pétrole a explosé principalement en Chine, en raison de son produit intérieur brut qui n'a pas cessé de croître. Ce qui l'a propulsé au rang de deuxième plus gros consommateur de pétrole au monde après les Etats-Unis, tout en étant cinquième producteur mondial.

De plus, la demande a également été très dynamique aux Etats-Unis, ceci dénote en partie leur exploit en matière de croissance économique, mais ça correspond aussi à des causes plus particulières, à savoir l'expansion fulgurante du marché de l'automobile qui est vigoureusement consommateurs de produits dérivés de pétrole. Des études affirment qu'à court terme l'élasticité prix de la demande de pétrole n'est pas très significative pour les États-Unis<sup>2</sup>.

Toutefois, sur le long terme, des économistes assurent que dans certains secteurs l'élasticité prix de la demande de pétrole serait à (-0,3) pour le secteur des transports et à (-0.6) pour les autres secteurs<sup>3</sup>. De même, il y a lieu de signaler que l'élasticité prix de la demande serait d'autant plus marginale dans les pays émergents par rapport aux pays développés, car dans les pays émergents de l'Asie, le prix des produits finis de pétroles utilisés dans le transport a droit à des subventions<sup>4</sup>.

---

<sup>1</sup> Carnot, N., & Hagege, C. (2004). Le marché pétrolier. *Economie et prévision*, 166.

<sup>2</sup> Edelstein, P., & Lutz, K. (2007). The response of business Fixed investment to changes in energy prices: A test of some hypotheses about the transmission of energy price shocks. *The B.E. Journal of Macroeconomics*, 7(1), 1-41.

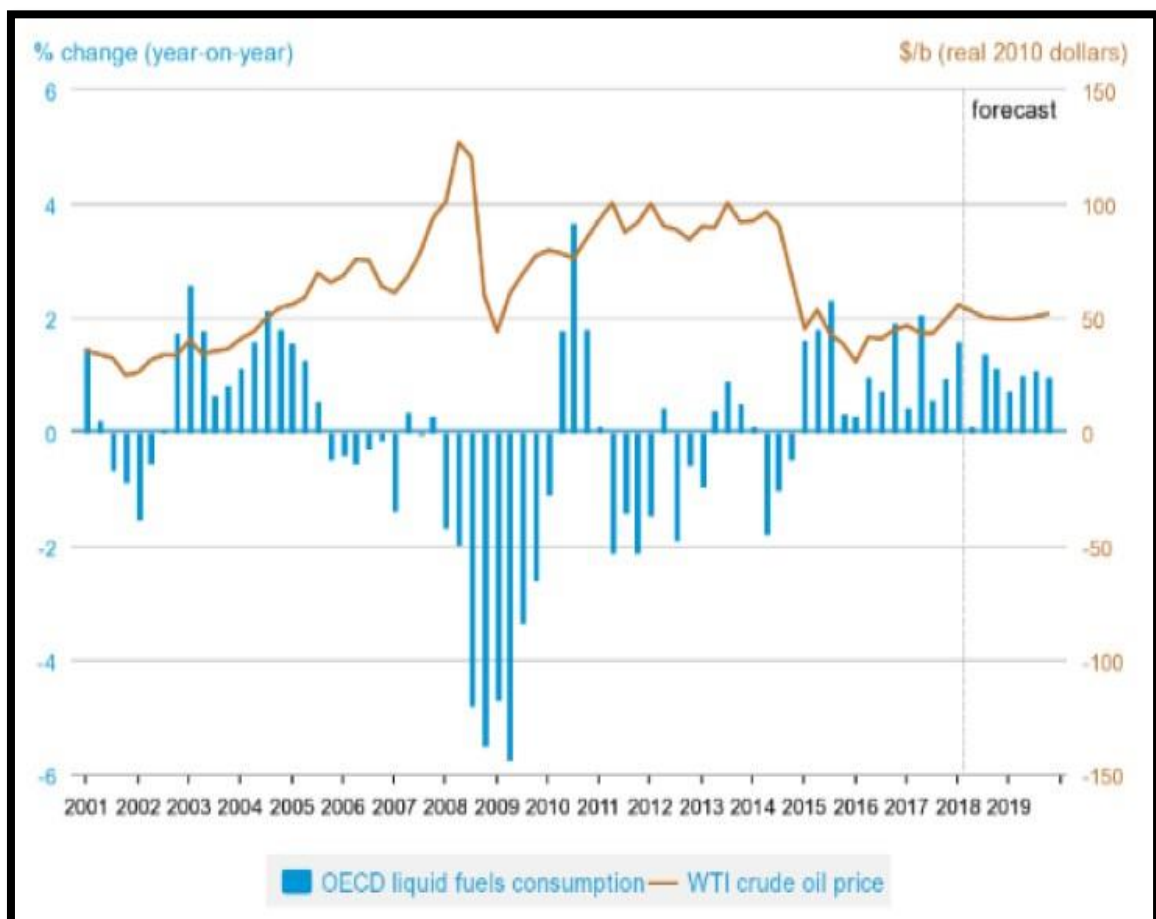
<sup>3</sup> Gately, D., & Huntington, H. (2002). The asymmetric effects of changes in price and income on energy and oil demand. *The Energy Journal*, 23(1), 19-55.

<sup>4</sup> Krichene, N. (2002). World crude oil and natural gas: a demand and supply model. *Energy Economics*, 24(6), 557-576.

D'après l'AIE, les pays de l'OCDE correspondent à près de 53 % en termes de consommation mondiale de pétrole en 2010. Ces pays consomment plus de pétrole en comparaison aux autres pays restant, cependant l'évolution de leur consommation est nettement moins importante. La demande de pétrole dans le reste du monde, particulièrement en Chine, l'Inde et l'Arabie Saoudite ont connu une croissance de 40 % dans les années allant de 2000 à 2010, contrairement aux pays de l'OCDE qui a connu une récession au cours de la même décennie en raison d'une croissance économique moins attrayante (voir la figure n°5).

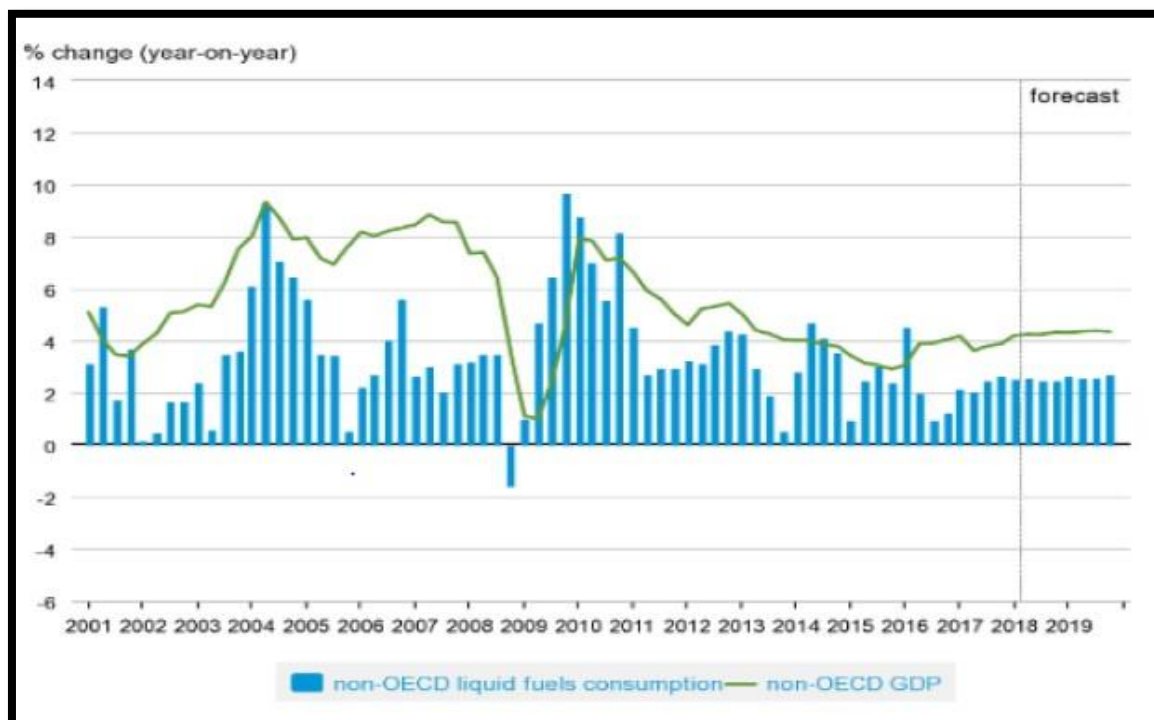
Il y a donc un lien étroit entre l'évolution de la croissance économique et le rythme de cheminement de la consommation de pétrole dans les pays hors OCDE. La demande de pétrole n'a pas cessé d'augmenter dans ces pays surtout de 2001 à 2008. De ce fait, la forte flambée de la demande suscitée par la croissance économique a anéanti toute exagération à la baisse sur la demande de pétrole (voir figure n°6).

**Figure N°5 : Consommation de pétrole par les pays de l'OCDE et le prix du pétrole.**



Source : U.S. Energy Information Administration.

**Figure N°6 : Consommation de pétrole par les pays hors OCDE et leur produit intérieur brut.**



Source : U.S. Energy Information Administration.

## 2.5. La spéculation des financiers et l'évolution du cours du dollar

Les principales études qui portent sur l'impact de la spéculation sur le prix du pétrole se sont penchées sur la question de savoir est ce que la spéculation serait à l'origine de la hausse des prix sur le marché au comptant entre l'année 2007 et 2008.

Tout d'abord, nous avons l'étude réalisée par la Commodity Futures Trading Commission (CFTC) qui n'est arrivée à aucune preuve probante sur l'influence des marchés à terme sur les marchés au comptant. Toutefois, des chercheurs affirment qu'en mai 2008 les quantités négociées sur les marchés des produits dérivés ont été 13.8 fois plus important que ceux réellement échangés sur le marché au comptant<sup>1</sup>. D'autres économistes avancent que les échanges effectués sur le marché à terme exagèrent quelquefois les fluctuations des prix sur le marché réel au comptant<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Ayouz, M., & Reymondon, O. (2008). Les fondamentaux du marché ont-ils changé depuis la crise financière de l'été 2007 ? In Diagnostic, Revue du COE Rexecode, (n°8).

<sup>2</sup> Antoshin, S., & Samiei, H. (2006). Has Speculation Contributed to Higher Commodity Prices? World Economic Outlook, Washington.

En plus de la spéculation, nous avons le cours du dollar qui en interférence avec le prix du pétrole aboutit à une relation particulièrement ambigu<sup>1</sup>. En effet, d'après des chercheurs l'évolution du cours du dollar peuvent impacter le prix du pétrole. C'est le cas d'une dévalorisation du dollar qui induit une baisse du prix du pétrole pour les pays importateurs dont leur monnaie s'apprécie, et diminue les rentes des pays exportateurs de brut<sup>2</sup>. Dès lors, dans une situation, où la consommation de pétrole s'élève dans les pays importateurs, l'offre se rétracte en raison des dépenses d'investissement des pays exportateurs, entraînant alors une augmentation des prix du pétrole.

Par contre, nous avons des auteurs qui montrent que les mouvements du prix du pétrole peuvent à leur tour exercer un impact sur le cours du dollar. Effectivement, une augmentation du prix du pétrole entraîne une demande précipitée de dollars étant donné que les échanges sont réalisés en dollars, ce qui peut impliquer une exacerbation montante sur son cours. Une étude prouve que le prix du pétrole exerce une influence significative sur le taux de change des pays membres du G7<sup>3</sup>.

## **2.6. Le niveau d'absorption des pays exportateurs et les événements géopolitiques**

En théorie, quand les prix du pétrole sont en hausse, l'offre a tendance à suivre. Néanmoins, lorsque le prix atteint un certain niveau de prix, l'offre commence à se rétracter. Cela prouve qu'il y a un niveau d'absorption restreint et limité des profits pour tout exportateur<sup>4</sup>. Également, des événements extérieurs échappant à l'activité pétrolière tels que l'offre et la demande de pétrole, les stocks et l'aspect financier, arrivent à exercer un impact sur la détermination du prix du pétrole. En effet, les incidents géopolitiques représentent un facteur déterminant. L'instabilité dans les pays du golfe persique est un bon exemple ainsi que les guerres en Irak qui favorisent l'incertitude.

Ce contexte de désarroi participe à la hausse des prix du pétrole parce que l'offre de pétrole est troublée et les délais de transports sont changés. De plus, les attentats terroristes en Arabie Saoudite qui ont eu lieu en 2004, les brutalités au Nigeria, les faits politiques au Venezuela ont tous impacté négativement l'activité de l'exportation du pétrole, ce qui a entraîné des conséquences simultanées sur le prix du pétrole (voir la Figure n°7).

---

<sup>1</sup> Hansen, J.-P., Percebois, J., & Janssens, A. (2019). *Energie, Economie et politique*. Ed De Boeck Supérieur, Paris, p. 196.

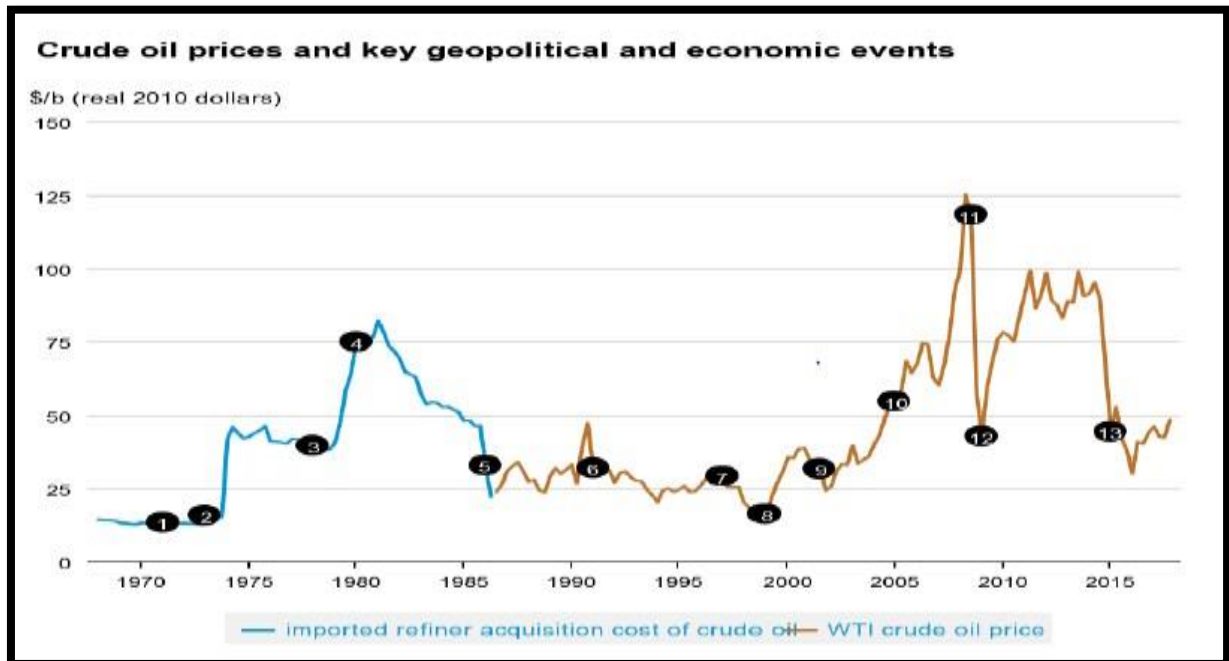
<sup>2</sup> Coudert, V., Mignon, V., & Penot, A. (2008). Oil Price and Dollar. *Energy Studies Review*, 4, 15-22.

<sup>3</sup> Chen, S., & Chen, H. C. (2007). Oil Prices and Real Exchange Rates. *Energy Economics*, 29, 390-404.

<sup>4</sup> Hansen, J.-P., Percebois, J., & Janssens, A. (2019). *Energie, Economie et politique*. Ed De Boeck Supérieur, Paris, p. 202.

**Figure N°7 : Prix du pétrole et les principaux évènements géopolitiques et économiques**

1. Capacité de réserve américaine épuisée	8. L'OPEP réduit sa production de 1.7 mmbpd
2. Embargo pétrolier arabe	9. Attaque septembre 2001
3. Résolution iranienne	10. Faible capacité de réserve
4. Guerre Iran-Irak	11. Effondrement financier mondial 2008
5. Les saoudiens abandonnent le rôle de producteur Swing	12. L'OPEP réduit sa production de 4.2 mmbpd
6. L'Irak envahit le Koweït	13. Quota de production de l'OPEP inchangé
7. Crise financière Asiatique	



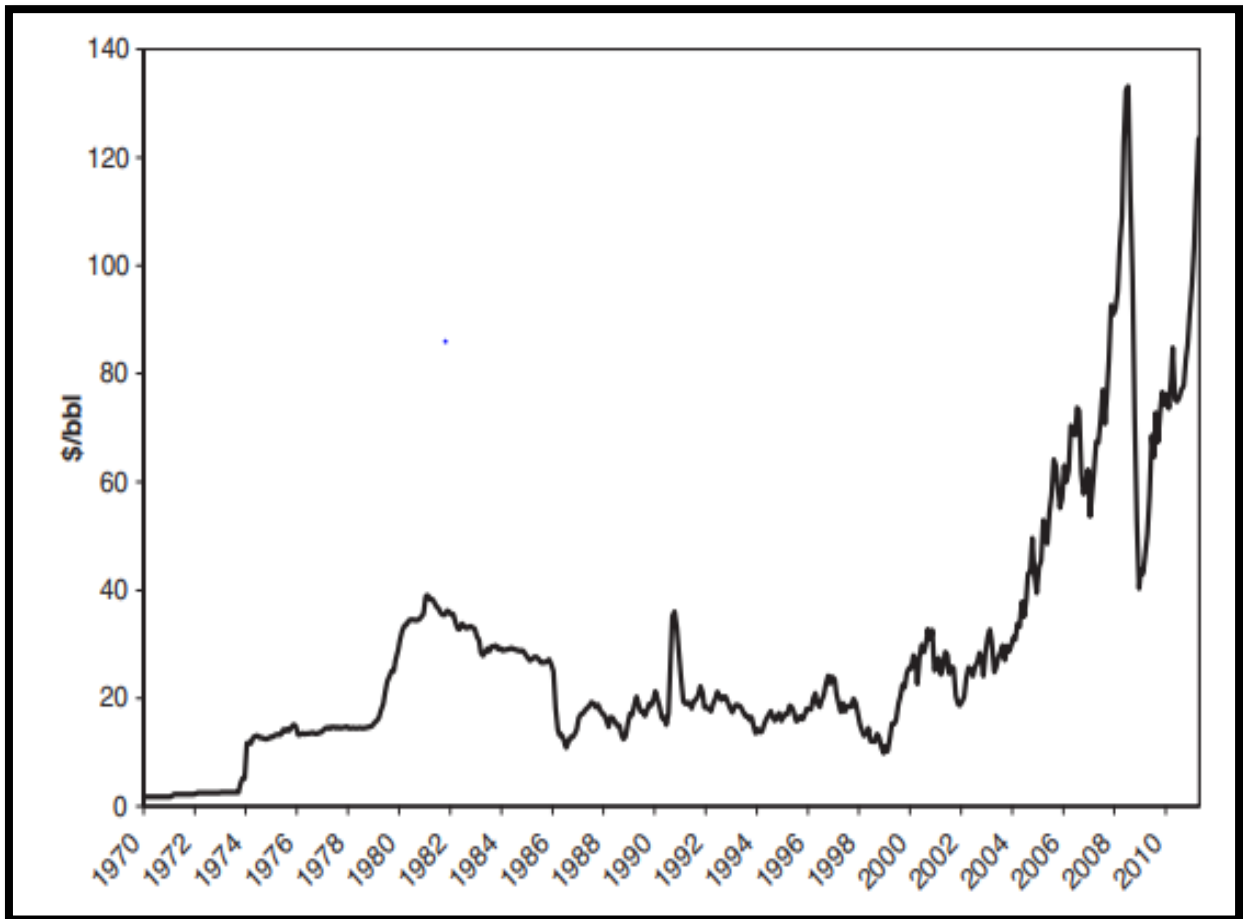
Source : U.S. Energy Information Administration.

### **Section III : l'évolution des prix du pétrole brut entre 1960 jusqu'à 1999**

Les caractéristiques structurelles de l'industrie pétrolière qui ont soutenu la tendance à la hausse des prix au cours de la dernière décennie ont déjà été mentionnées dans la section précédente. Ils n'expliquent cependant pas pourquoi le monde de la finance a réussi à prendre le contrôle quasi-complet de ce marché pétrolier et du système qui fixe le prix du brut, écartant les pays producteurs ainsi que les compagnies pétrolières.

Le processus et les mécanismes qui ont fait de cette transformation possible, seront examinés. A cet effet et contre ce contexte, nous devons revisiter les principaux événements de l'histoire du pétrole en ces dernières décennies et notamment les décisions suicidaires des pays de l'OPEP, ainsi que d'analyser les mécanismes techniques dans le marché Brent (marché à terme et ses futures).

**Figure N°8 : Prix du pétrole brut entre 1970 et 2011**



Source : OCDE, « Evolution du prix du pétrole : moteurs, conséquences économiques et ajustement des politiques », perspectives économiques de l'OCDE n°76.

Nous ne sommes évidemment pas dans l'intention de décrire l'histoire du pétrole, mais uniquement d'exposer les événements comme le ferait un simple professionnel dans ce domaine. La division est intentionnelle d'une vision purement politique des différents événements (pour lesquels des études et analyses précieuses existent) en nous limitant à la recherche pour le modèle économique approprié au sein duquel le marché pétrolier a évolué, dans ses différentes situations historiques.

L'objectif est alors de comprendre si les prix ont évolué dans un oligopole ou dans une situation de marché libre. Et dans ce dernier cas, qu'est-ce qui l'a maintenu à des niveaux de prix supérieurs à ce que les lois du marché semblent permettre ? Il s'agit notamment de pouvoir répondre à la question posée qui nous vient spontanément à l'esprit quand on regarde la figure 1 ci-dessus, montrant l'évolution historique du prix de brut : la courbe qui retrace les mouvements de prix est-elle une séquence de valeurs qui marquent a posteriori la libre dynamique du marché, à savoir le résultat de l'interaction entre la demande et l'offre, ou est-ce le design qu'une main invisible a tracé jour après jour pendant des décennies ?

### **3.1. Le monopole pétrolier et les deux crises des années 1970 (1960 – 1980)**

Nous pourrions commencer notre paragraphe en disant : « Il était une fois le prix du pétrole brut ». En fait, le prix du pétrole brut existe depuis de nombreuses années et c'était la somme d'argent avec laquelle on pouvait acheter une cargaison physique de brut à mettre sur un navire et à l'amener à une raffinerie pour le transformer en essence, gasoil et autres produits. Aujourd'hui, cependant, quand on parle du prix du Brent, nous ne savons pas de quoi nous parlons, surtout nous ne savons pas ce que nous pouvons acheter avec autant d'argent. Mais prenons les choses dans l'ordre.

Dans les années 1960 et jusqu'en 1973, le prix du brut était un nombre, plus ou moins fixe, établi unilatéralement par les grandes compagnies pétrolières américaines<sup>1</sup>, qui avait le monopole du marché. Les experts des secteurs de l'énergie en charge de prévision du prix du pétrole brut pour l'année en cours, utilisaient un modèle mathématique tout simple pour les prévisions. Les éléments auxquels ils y recourent sont les suivants : ils prenaient le prix utilisé par Exxon, ils l'ajoutaient à celui utilisé par Shell et divisaient la somme par deux. Jusqu'en 1973, il n'y avait aucun moyen de se tromper sur les prévisions de prix, c'était juste une simple moyenne.

Le prix officiellement fixé et publié était un seul, celui de l'indice de référence (prix de référence), à savoir le brut Arabian Light<sup>2</sup>, le principal brut de qualité moyenne produit en Arabie Saoudite. Les prix de tous les autres bruts ont été établis en se référant au référentiel et fixant un différentiel de prix tenant compte de leur prix, de leur qualité et commercialisation<sup>3</sup>. Le prix du pétrole brut à partir du référentiel (Benchmark<sup>4</sup>) :

---

<sup>1</sup> Léveugle, J. (1975). Le prix du pétrole dans le monde. *Politique étrangère*, 40(4), 417-445.

<sup>2</sup> Antonin, C. (2013). Après le choc pétrolier d'octobre 1973, l'économie mondiale à l'épreuve du pétrole cher. *Revue Internationale et stratégique*, 91(3), 139-149.

<sup>3</sup> Clair, P. (1966). La structure des prix postés pétroliers, perspectives et statistiques. *Revue économique*, 17(3), 467-490.

<sup>4</sup> Le benchmark étant ici l'Arabian Light.

$$\boxed{\text{Crude Oil Price}} = \boxed{\text{Benchmark Price}} \pm \boxed{\text{Differential}}$$

Il s'agissait d'une situation classique de monopole/oligopole, caractérisée par un parfait contrôle de l'approvisionnement par les producteurs. Les prix étaient complètement stables, puisque les producteurs ont pu réguler l'offre en fonction de toute fluctuation de la demande.

L'OPEP (Organisation des pays exportateurs de pétrole) a été formée en 1960, l'objectif principal étant de créer une certaine forme de contrôle dans le marché pétrolier en établissant une coordination entre les différents pays concernant la structure des contrats miniers. Cependant, le contrôle du prix du brut est resté fermement entre les mains des entreprises multinationales jusqu'en 1973<sup>1</sup>. En fait, seuls les majors étaient en mesure de contrôler la production de brut et les flux d'achats des raffineries (presque tous détenus par les mêmes sociétés).

En 1973, avec la guerre du Kippour, nous assistons au premier bouleversement historique du marché mondial du pétrole. Les pays arabes, après les Israéliens – conflit palestinien, a déclaré un embargo pétrolier sur les pays qui soutenaient Israël, en particulier les États-Unis et la Hollande. L'OPEP a pris le contrôle des prix du brut et a commencé à publier une liste de prix chaque année, toujours basée sur Arabian Light comme référence. L'Arabie saoudite, étant le principal pays producteur, mais surtout producteur de référence, a pris la direction de l'OPEP. A partir de ce moment, c'est devenu la tâche de l'Arabie Saoudite pour affiner l'offre d'Arabian Light sur le marché et de stabiliser son prix autour de la valeur publiée par l'OPEP.

Sous le contrôle des pays de l'OPEP, et grâce à la peur déclenchée par la crise au Moyen-Orient, le prix du brut est passé de 2 \$ par baril au niveau de 12 à 15 \$ par baril<sup>2</sup>. Ce fut la première grande crise pétrolière dont ont été témoins les citoyens des principaux pays consommateurs.

---

<sup>1</sup> Auzanneau, M. (2015). L'OPEP bouc émissaire d'un choc pétrolier de 1973 made in the USA? Dans OR NOIR, PP. 451-479.

<sup>2</sup> Antonin, C. (2013). Après le choc pétrolier d'octobre 1973, l'économie mondiale à l'épreuve du pétrole cher. Dans Revue Internationale et stratégique, 91(3), 139-149

C'était en ce contexte extrêmement sensible, que le débat s'est ouvert sur la nécessité de la diversification des sources d'énergie, des programmes d'investissement massifs ont été déposés pour la construction de centrales nucléaires et mixtes (pétrole et gaz)<sup>1</sup>.

Le plus haut niveau de consensus a été atteint concernant le développement et l'utilisation des transports publics dans les villes, notamment en Europe.

Cette phase historique devait durer 10 à 15 ans et elle a entraîné de profonds changements dans le monde de l'énergie. Au cours de cette même période, certains événements ont eu lieu, qui à l'époque avaient peu de pertinence, mais ont néanmoins déclenché des transformations importantes dans les décennies suivantes.

En 1974, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a été créée ; une association entre les principaux pays consommateurs de pétrole avec deux objectifs fondamentaux. Premièrement, s'entraider en cas d'embargo (pour des raisons politiques) par le cartel des pays producteurs de brut. Personne n'a souhaité de voir se répéter l'affaire de 1973.

En second, pour échanger toutes les informations possibles concernant les données pétrolières nationales (demande, offre, stocks, transport...), à l'exclusion de ceux à caractère commercial (prix, activité de négoce...)<sup>2</sup>.

Après avoir surmonté la crise de 1973, l'AIE a pris le rôle général d'un bureau d'études sur les questions énergétiques à des niveaux sans précédent avec ses sièges à Paris<sup>3</sup>, contre le bureau de recherche similaire de l'OPEP dont le siège est à Vienne. Il a fallu quelques années avant que les travaux s'avèrent être d'une certaine utilité.

Le processus de collecte des données pertinentes de différents pays prenait du temps et il était difficile d'organiser les informations sur des bases de données efficaces, capables de se mettre à jour dans des délais raisonnables. Quelques années plus tard, un nouveau champ pétrolifère en mer du Nord, nommé Brent, a démarré la production le 11 novembre 1976<sup>4</sup>. Le 13 décembre suivant, le premier pétrolier a quitté le terminal avec une cargaison de ce brut, qui bientôt bouleversé l'équilibre du marché pétrolier mondial.

---

<sup>1</sup> ANTONIN, C. (2013). Op. Cit.

<sup>2</sup> Brechet, T., & Van Brusselen, P. (2007). Le pic pétrolier : un regard d'économiste. Dans *Reflets et perspectives de la vie économistes*, 7, 63-81.

<sup>3</sup> Vuillet, B. (s.d.). Source pour l'histoire de la politique énergétique française aux XIXe et XXe siècles : aperçu général. Dans *Etat et Energie XIXe XXe Siècles*, 5-34.

<sup>4</sup> Carré, F. (1978). L'exploitation des hydrocarbures en mer du nord et ses conséquences sur les littoraux. Dans *NOROIS*, 99, 383-406.

Nous arrivons ainsi aux événements de 1979 caractérisés par la saisie du pouvoir de Saddam Hussein en Irak, la révolution en Iran et l'éclatement de la guerre Iran-Irak en septembre 1980. Ces événements, et leurs conséquences ultérieures, marquent l'histoire du marché pétrolier dans les deux décennies suivantes<sup>1</sup>.

Le début de la révolution en Iran a été immédiatement perçu comme une grave menace pour la stabilité géopolitique de la région du golfe Persique et un élément de risque inquiétant pour le flux des exportations de brut vers les pays consommateurs. Toutes les compagnies pétrolières du monde ont commencé à lever le niveau de leurs stocks dans leurs raffineries, créant ainsi une demande accrue de brut précisément au moment où des difficultés de production ont été ressenties en Iran. Ainsi s'est créé un cercle vicieux qui a artificiellement augmenté la demande (pour augmenter les stocks) et déclenché une hausse des prix.

Lorsque la guerre Iran-Irak éclata, en septembre 1980, cela a déclenché une véritable course au pétrole. Tous les corps impliqués, dont les entreprises, les gouvernements des pays consommateurs, les industries et les copropriétés, ont poussé le niveau des stocks au maximum. À la fin de cette ruée, le niveau des stocks de pétrole dans les pays consommateurs occidentaux était passé du niveau normal, c'est-à-dire de ce qu'il fallait pour couvrir environ 30 à 50 jours de consommation, à celle de 180 jours, soit cinq ou six fois plus que nécessaire. Ils sont même allés au-delà de la capacité de stockage physique à terre<sup>2</sup>. Les prix du brut ont grimpé en flèche, atteignant un niveau de 40 \$ le baril pour les qualités les plus légères.

Les pays producteurs ont poussé leur production à un niveau sans précédent. L'Arabie saoudite a atteint le niveau de 11 millions de barils par jour<sup>3</sup>, un record inédit. Par la suite, pendant les mois de crise, de nouveaux mécanismes de protection des pays consommateurs ont été mis en place. L'AIE, bien que n'ayant aucune raison d'intervenir opérationnellement, en l'activation du mécanisme d'aide aux pays en difficulté (il n'y avait pas d'embargo ou de limitation physique sur les approvisionnements vers l'un des pays membres, mais seulement une hausse généralisée des prix), a commencé à apporter une contribution essentielle aux gouvernements et aux compagnies pétrolières.

---

<sup>1</sup>Berthelemy, J.-C., & Devezeaux, J.-G. (1987). L'impact des chocs pétroliers : une simulation rétrospective (1973-1982). Dans *Revue économique*, 38(4), 877-896.

<sup>2</sup> Durousset, M. (1999). *Le marché du pétrole*. Paris, France : Editions Ellipses. P48.

<sup>3</sup> Percebois, J. (2002). Les stratégies de réponse face aux chocs pétroliers : quels enseignements au vu de quelques expériences. Dans *Etat et Energie XIXe XXe Siècles*, 443-454.

La collecte et l'examen des données statistiques ont clairement montré que la hausse spectaculaire des prix était due à l'action simultanée, sans aucune coordination, de tous les acteurs, provoquant une augmentation spectaculaire du niveau des stocks de brut. Face aux données qui ont montré que le système de production pouvait fonctionner pendant 180 jours en utilisant leurs stocks, même en cas d'interruption totale des approvisionnements en brut, il était clair pour tout le monde que les coûts énormes encourus pour maintenir les stocks (frais logistiques, charges financières) étaient totalement injustifiés et disproportionnés. De plus, la guerre Iran-Irak était au point mort et est devenue par la suite une guerre régionale, qui ne pouvait en aucun cas affecter le flux d'approvisionnement en pétrole.

### **3.2. Les événements des années 80 : la baisse progressive du pouvoir de l'OPEP**

En 1982, toutes les compagnies pétrolières du monde avaient drastiquement réduit leurs achats de brut auprès des pays producteurs, notamment celles de l'OPEP, qui ont continué à proposer des prix très agressifs<sup>1</sup>. Une nouvelle phase du marché s'est ouverte à partir de ce point. Cette phase, commencée en 1973 avec la montée de l'OPEP à la tête du marché mondial du pétrole, est venue à sa fin et une nouvelle crise menaçante a commencé : ceci, tout au long des années 1980, ont conduit à la perte de tout rôle pour l'OPEP et ses pays membres.

Face aux faits prouvant l'excès dramatique de stocks, les pays de l'OPEP ont été incapables de trouver une stratégie commune pour ajuster la production à la demande. Au début, ils ont essayé de forcer leurs clients à honorer les contrats en cours, les obligeant à prendre la même quantité de brut comme les années précédentes, puis ils ont commencé à utiliser toutes sortes de ruses pour tenter de maintenir les niveaux de production maximum de 1981<sup>2</sup>.

Tout le brut non acheté par les compagnies pétrolières aux prix officiels (OSP) fixés par la conférence de l'OPEP a été vendu au comptant à des commerçants indépendants aux prix réduits du marché<sup>3</sup>.

Après plusieurs mois d'une telle pratique, deux marchés parallèles ont été effectivement créés, l'un sur la base des prix officiels et l'autre sur les prix spot<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup>Stoffaès, C. (1982). La vérité sur le prix du pétrole. *Politique étrangère*, (47-3), 595-616.

<sup>2</sup>Ibid.

<sup>3</sup>Chasseriaux, J.-M. (1982). Une interprétation des fluctuations du prix du pétrole. *Revue d'économie industrielle*, 22, 24-38.

Ainsi, pour un même type de brut, il pourrait y avoir deux prix, différant jusqu'à 10 \$ le baril. Pour remédier à cette situation, une réunion extraordinaire a été convoquée par l'OPEP, qui a décidé de réduire le prix de l'Arabian Light de 34 \$ à 29 \$ le baril et de rétablir des quotas de production plus faibles pour ses membres. Cette décision a été prise après de furieuses discussions entre les faucons (l'Iran en-tête, qui voulait maintenir le prix élevé) et les colombes (en tête par l'Arabie saoudite, qui voulait s'aligner sur le marché réel).

Les trois années suivantes ont été marquées par un affaiblissement continu des prix du brut, en raison d'une combinaison de facteurs. Après la crise de 1973, les premiers effets de la diversification énergétique commencent à se faire sentir avec<sup>2</sup> :

- Le démarrage des nouvelles centrales nucléaires, qui a commencé à provoquer une réduction visible et progressive de la consommation de fioul brûlé dans les centrales thermoélectriques, déclenchant une crise du système de raffinage, notamment en Europe.
- Une augmentation des approvisionnements en gaz naturel pour la production d'électricité ainsi que pour le chauffage domestique.

Les capacités de raffinage ont subi un processus de reconversion radicale et restructuration. Les raffineries se trouvent à la croisée des chemins : faut-il qu'ils construisent des usines de craquage pour transformer le fioul en essence et diesel carburant (améliorant ainsi les marges de raffinage) ou à l'arrêt ?

La production des pays hors OPEP, historiquement marginale, a commencé à devenir pertinente et compétitive sur le marché international<sup>3</sup>. En particulier, la production en mer du Nord a commencé à jouer un rôle clé dans l'équilibre politique et économique du monde pétrolier. C'étaient les années où le premier ministre du Royaume-Uni était Margaret Thatcher, qui voulait porter un coup puissant au pouvoir excessif des pays de l'OPEP.

Le gouvernement de Thatcher a refusé toute forme de dialogue ou coopération avec les pays de l'OPEP tendant à réglementer le prix du brut en ajustant la production. Avec le gouvernement des États-Unis, dont le président était alors Ronald Reagan, Mme Thatcher voulait atteindre l'objectif d'avoir un prix du pétrole brut qui résulte de transactions sur le marché libre<sup>4</sup> et sans aucun contrôle politique de la part du cartel de l'OPEP.

---

<sup>1</sup> Stoffaes, C. (1982). La vérité sur le prix du pétrole. *Politique étrangère*, (47-3), 595-616.

<sup>2</sup> Antonin, C. (2013). Après le choc pétrolier d'octobre 1973, l'économie mondiale à l'épreuve du pétrole cher. *Revue Internationale et stratégique*, (91-3), 139-149

<sup>3</sup> STOFFAES, C. (1982). Op. Cit.

<sup>4</sup> Copinschi, P. (2010). Le pétrole : un bien commercial soumis aux logiques de marché. Dans *Le pétrole, Quel avenir ?* (PP. 31-63).

Ce sont finalement les pays de l'OPEP qui, après l'euphorie de la montée des prix au cours de la décennie précédente, n'étaient pas au courant des changements de scénario énergétique et politique mondial a continué à pomper plus de pétrole sur le marché que la demande requise, violant manifestement les accords au sein de l'OPEP et alimentant les marchés spot, parallèlement aux marchés officiels.

### **3.3. Le début des années 90 : caractérisé par la baisse des prix**

La seule défense de la dignité de l'OPEP et du niveau de prix de l'indice de référence (Arabian Light) est restée entre les mains de l'Arabie saoudite, qui en ces années a été contraint de réduire la production d'un taux de 11 millions de barils par jour en 1981<sup>1</sup> à peine 2,5 millions en juillet 1985. Un niveau aussi bas ne peut pas permettre la production du gaz associé, qui, à son tour, alimentait les structures des usines productrices. Cette sorte de chaos a continué jusqu'à l'été 1985.

Fin août 1985, Cheikh Yamani, le ministre historique de l'Arabie saoudite, a publié une déclaration dans laquelle il revendiquait un juste quota de marché pour son pays, à savoir un taux de production en ligne avec l'accord officiel de l'OPEP d'environ 5 à 6 millions de barils par jour.

Yamani déclarait publiquement et officiellement que les différents pays de l'OPEP produisaient environ 3 millions de barils par jour au détriment de l'Arabie saoudite. Il a aussi appelé à un retour à un régime de cartel<sup>2</sup>. Pour faire son message politiquement moins explosif, deux semaines plus tard lors d'une conférence à Oxford concernant le marché pétrolier, il a tenté d'attirer l'attention sur les activités des pays non membres de l'OPEP, notamment en mer du Nord.

Ces pays avaient jusqu'alors refusé toute forme de coordination des niveaux de production, bien qu'entre-temps, ils aient profité des prix élevés résultant des sacrifices saoudiens.

Yamani a alors annoncé une guerre des prix du pétrole brut contre les pays non-OPEP, même s'il était clair que la cible principale était les pays de l'OPEP qui continuaient à bafouer les quotas de production. Pour mener cette guerre, Yamani a informé le monde pétrolier que l'Arabie saoudite allait, à partir de ce moment, adopter les mesures suivantes<sup>3</sup> :

---

<sup>1</sup>Benisty, M. (1986). Le monde arabe et le pétrole : la puissance bousculée. *Politique étrangère*, 51(2), 465-471.

<sup>2</sup>Rogan, E. (2016). L'ère du pétrole. Dans *Histoire des Arabes*, (PP. 521-582).

<sup>3</sup> BENISTY, M. (1986). Op. Cit.

- Cessation de son rôle de producteur swing pour protéger le prix de référence, celui d'Arabian Light.
- Renonciation par l'Arabie saoudite au système de prix officiel (OSP) et refus de publier ou d'accepter le prix d'Arabian Light.
- Adoption d'un nouveau système de prix pour tous les bruts saoudiens, sur la base de leur valeur nette de retour.

Ce fut un véritable bouleversement dans l'histoire du pétrole moderne, qui illustra toutes les faussetés qui avaient permis jusqu'alors le maintien de l'instabilité d'équilibre du marché. Lorsque ce mécanisme a été annoncé, les ventes de brut saoudien ont augmenté et une file d'attente de clients faisaient la queue pour signer les nouveaux contrats. Pour les autres pays de l'OPEP, ils ont commencé à vendre leur brut avec le même mécanisme, par l'augmentation de la marge garantie pour l'acheteur.

Une situation d'affranchissement total des restrictions de production de l'OPEP et la défense du niveau des prix a eu lieu. L'euphorie des pétrodollars occultait tout pouvoir d'analyse et de compréhension des intérêts collectifs des pays producteurs. Les conditions de monopole ne peuvent plus exister sur le marché pétrolier. Le marché libre avait commencé à fonctionner dans un contexte de pleine concurrence entre producteurs de l'OPEP et non-OPEP<sup>1</sup>.

La dynamique du marché a changé par rapport au modèle dit d'oligopole, qui obéissait à la loi classique qui lie le prix à l'offre, et un marché libre concurrentiel a été créé.

### **3.4. La période 1985-2000 : le contre choc pétrolier**

La guerre des prix mis en place par l'Arabie Saoudite, avait amené à ses côtés tous les pays producteurs et tous les raffineurs du monde qui, sans le savoir et dans un climat de folie collective, ont continué à pomper des produits bruts et finis dans le marché le plus rapidement possible.

La crise du mécanisme saoudien a commencé lorsque le marché, inondé de produits finis, n'était plus en mesure d'absorber de nouvelles quantités<sup>2</sup>. Les prix de ces produits a donc commencé à baisser et a entraîné le prix de duvet brut avec lui, mathématiquement lié à celui des produits, engendrant un climat de confusion et d'activité frénétique de la part des professionnels du pétrole.

---

<sup>1</sup> COPINSCHI, P. (2010). Op. Cit.

<sup>2</sup> Auzanneau, M. (2015). Contre-choc pétrolier : la frénésie des années Reagan, la chute de l'URSS et le scandale de la BCCI. Or Noir, pp. 553-585.

Juste à ce moment-là et dans cette ambiance de conflit, une solution alternative pour la fixation du prix du brut dans un contexte de marché libre est venue de la mer du Nord. En juillet 1986, un an après la déclaration de Yamani, Shell UK publié le « contrat Brent de 15 jours »<sup>1</sup>. Pour la première fois le prix de brut, le Brent, était ancré dans une sorte de bourse du pétrole<sup>2</sup>, où un certain nombre de professionnels (environ 100) pourraient opérer, aidant de définir, au jour le jour, le niveau des prix. Ce n'était pas encore une référence mondiale, uniquement régionale et très limitée à la sphère nord-européenne.

Cependant, en très peu de temps, il est devenu l'outil de référence dans le marché<sup>3</sup>, où toutes les sociétés de négoce de pétrole, liées à la grande société ou opérateurs indépendants, avaient leur siège et transportaient leurs activités commerciales.

Dans ce scénario complexe, chaque événement mondial, toute forme de tension au Moyen-Orient et toute décision des pays de l'OPEP dans le L'atmosphère londonienne a attisé les attentes du marché et poussé le Brent à la hausse ou à la baisse, influençant positivement ou négativement le niveau des prix du brut des pays de l'OPEP.

La mise sur le marché du contrat Brent de 15 jours n'aurait pas pu venir à un pire moment. En fait, il s'est produit lorsque les effets de la guerre des prix déclenchée par Yamani étaient à son paroxysme le plus dévastateur.

Le raz-de-marée des réservoirs de stockage trop pleins augmentait du niveau des consommateurs (commerciaux, industries) au niveau des distributeurs et enfin des raffineurs. Tout le monde était convaincu de faire le plein à des prix ultra-pratiques. Lorsque ces niveaux ont commencé à mettre en péril les opérations et la logistique des raffineries, le crash est devenu inévitable.

À une vitesse jusque-là inconnue, les prix ont commencé à dégringoler semaine après semaine puis jour après jour du niveau de 30\$ le baril à 11\$ le baril<sup>4</sup>. Ce fut le contre-choc pétrolier. C'était trop pour tout le monde et en particulier pour les partisans du marché libre du brut.

---

<sup>1</sup>Albany, M. (1986). Nouveaux instruments financiers et gestion du couple rentabilité risque sur le marché du pétrole. *Revue d'économie industrielle*, 38, 45-63.

<sup>2</sup> COPINSCHI, P. (2010), Op. Cit.

<sup>3</sup> Favennec, J-P. (1998). *Exploitation et gestion de la raffinerie*. Paris : Editions TECHNIP. P81.

<sup>4</sup>Begaud, C., Lafon, E., & Pitti, L. (2004). *100 fiches d'histoire du XXe siècle* (p. 287). Paris.

Tant qu'il y avait l'OPEP pour maintenir le niveau des prix du brut à environ 28-30\$ le baril, parler d'un marché libre ne signifiait qu'une fluctuation libre des oscillations quotidiennes de quelques dollars le baril sur les marchés boursiers. Mais maintenant, le tableau était différent et dramatique. A Londres, on parlait d'un « bain de sang » de nombreux commerçants qui avaient acheté des cargaisons de brut à quelques jours plus tôt à des prix considérés comme bons à l'époque ont été contraints de vendre ces cargaisons à 10 \$ ou 20 \$ le baril en dessous du prix d'achat, avec d'énormes pertes en conséquence. Les grandes entreprises ont honoré leurs engagements en tout cas, mais de nombreux commerçants indépendants ont préféré déclarer faillite et disparaître du marché<sup>1</sup>.

Les pays producteurs ont été témoins pour la première fois après plus d'une décennie du krach des revenus pétroliers et ont été contraints de procéder à des mesures drastiques dans leurs budgets d'investissement et de dépenses. Les compagnies pétrolières ont été contraintes de bloquer leurs investissements de développement dans des zones où les coûts de production auraient été supérieurs au nouveau niveau des prix du brut. La production dans une série de champs marginaux a dû s'arrêter, car ils n'étaient plus rentables.

Une chose était claire pour tout le monde : le prix du brut, laissé libre de circuler sur la seule base des lois du marché libre, était tombé à un niveau qui a permis à l'offre de varier en fonction de la demande, c'est-à-dire à un niveau si bas qu'il élimine tous les champs marginaux, dont le coût de production était plus élevé que le prix courant.

Ce niveau de prix n'a cependant pas été compatible avec l'équilibre de l'économie et de la politique mondiale, et elle n'était pas non plus compatible avec les garanties d'approvisionnements futurs. Le marché libre n'était pas compatible avec le marché pétrolier. Une solution devait être trouvée rapidement.

Au cours de l'année 1987, des réunions se sont tenues à différents niveaux entre les acteurs impliqués, pays OPEP et non-OPEP<sup>2</sup>, gouvernements des pays consommateurs et des pays producteurs. Tout pointait dans une direction, un retour à un système protégé des prix du brut, l'OPEP garantissant la stabilité.

En décembre 1987, l'Arabie saoudite a accepté de signer le nouvel accord entre les pays de l'OPEP qui envisageaient le retour au système des prix officiels avec Arabian Light dans le rôle de référence<sup>3</sup>, ce qui a été fixé à 28\$ le baril. En l'espace d'environ trois mois, le marché stabilisé et le prix du brut est revenu aux niveaux programmés par les pays de l'OPEP.

---

<sup>1</sup> AUZANNEAU, M. (2015). Op. Cit.

<sup>2</sup> Favennec, J-P. (2007). Géopolitique de l'énergie : besoins, ressources, échanges mondiaux (p. 46). Paris : Editions TECHNIP.

<sup>3</sup> Hansen, J-P., Percebois, J., & Janssens, A. (2019). Energie : économie et politique (p. 164). Paris : Ed deboeck.

Encouragé par ce résultat politique et la nouvelle cohésion dont font preuve ses pays membres, l'OPEP a exigé que même les pays non membres de l'OPEP devraient indiquer leur volonté de contribution à la modulation de l'offre. Cependant, lors des réunions qui ont suivi en 1987 et 1988, aucun résultat significatif n'a été obtenu.

Au contraire, une étape supplémentaire a été franchie dans le processus de transformation du marché physique du Brent en un marché purement financier. Le prix crash en 1986 avait créé un climat de panique dans le pétrole de Londres et les milieux financiers. Le contrat de 15 jours s'était avéré ne pas être entièrement suffisant pour garantir le système économique et financier et a causé la faillite de dizaines de sociétés commerciales déclarées insolvables. Les plus grandes entreprises productrices de Brent Blend (Shell, Exxon, Chevron et BP) avaient dû racheter les cargaisons de Brent non collectées et abandonnées par les commerçants qui ont été anéantis.

Les coûts de la crise se sont avérés énormes pour le système économique et financier de la Ville. L'intention était de créer un marché du Brent purement financier, dans lequel il n'y avait plus d'obligation pour les participants d'acheter une cargaison physique de brut, mais uniquement pour traiter du papier financier.

En juillet 1988, l'IPE (International Petroleum Exchange) a lancé le contrat Brent Futures<sup>1</sup>. L'événement a été salué comme l'événement tant attendu. Solution enfin trouvée, la nouvelle frontière du libre marché pétrolier face aux solutions archaïques proposées par l'OPEP (le retour au système de prix officiels).

### **3.5. Les dernières tentatives de reprise de contrôle de l'OPEP**

En décembre 1988, l'OPEP, guidée par l'Arabie saoudite, a décidé de relever le défi de la modernité et du libre marché pétrolier que chacun souhaité, abandonnant une nouvelle fois le système OSP et adoptant comme nouvelle référence le Brent lui-même.

Tous les bruts produits par les pays de l'OPEP de cette époque étaient tarifés en référence au Brent<sup>2</sup>. Les différents pays seraient se limiter à fixer le différentiel de prix à appliquer à chaque brut par rapport à la valeur marchande du Brent.

---

<sup>1</sup> Hersent, C. (1989). Marchés à terme et options dans le monde. Paris : Ed DALLOZ. (P.145).

<sup>2</sup> Favennec, J-P. (1998). Exploitation et gestion de la raffinerie. Paris : Editions TECHNIP. (P.13)

L'événement a été salué positivement par tous les commentateurs et les opérateurs du marché. Cela semblait la fin d'une sorte de Moyen Âge et une étape vers un nouveau monde tant désiré. Cependant, tous les bouleversements et conséquences immédiates que le changement apporterait n'ont pas été appréciés. Il n'a pas non plus été compris, dans l'euphorie et le désir de proclamer une victoire politique, qu'en fait les pays de l'OPEP avaient tenté de lancer une nouvelle guerre des prix en utilisant le marché du Brent comme outil<sup>1</sup> (en laissant de côté le net-back utilisé en 1986).

L'OPEP, à son tour, n'a pas compris qu'après avoir déclenché cette guerre dans le climat politique de l'époque, il n'avait pas de grands espoirs de victoire et en fait sa décision s'est avérée être un véritable chaos. A partir de ce moment, l'OPEP a perdu toute raison d'exister. Il a été transformé en un bureau d'études coopératif entre les pays membres, prestigieux mais sans autre rôle opérationnel : une sorte de projet rival de l'AIE.

La vérité était que puisque tous les pays producteurs de l'OPEP et monde non-OPEP a utilisé le même référentiel, en fait ils étaient tous partie du même cartel inexistant. Mais puisque ce cartel n'avait pas d'accord pour réguler l'offre, il n'y avait aucun moyen de discipliner ou contrôler les prix. Le marché était devenu absolument libre.

### **3.6. Le début du marché libre**

L'enchaînement des événements de marché a rapidement montré l'incohérence des analyses qui avaient convaincu la majorité de se réjouir de la décision de l'OPEP. En l'absence d'accord entre les producteurs, chacun s'est senti libre de produire autant qu'ils le pouvaient et d'essayer de vendre leur brut en concurrence avec les autres, en variant simplement le différentiel de prix vis-à-vis du Brent.

Après la chute des prix à 9 \$ le baril, ils ont commencé à critiquer le manque de cohésion entre les pays de l'OPEP et leur incapacité à contrôler les niveaux de production. C'est devenu clair qu'un marché pétrolier apparemment libre était souhaité, mais effectivement soutenu par des réductions de production volontaires de l'OPEP (qui s'est anéantie en décembre 1988).

L'accélération de la crise s'est également aggravée avec la fin de la guerre Iran-Irak, qui a eu lieu à cette époque. Les deux ex-belligérants, à la fois dans une crise financière profonde, avaient un besoin urgent d'augmenter leur production et les revenus du pétrole brut pour reconstruire leurs pays.

---

<sup>1</sup> Carnot, N. & Hagege, C. (2004). Le marché pétrolier. Économie et prévision, 166, 127-136.

Il fallait absolument réduire la production mondiale de brut et donc de trouver un producteur d'appoint<sup>1</sup>. Toutes les tentatives pour en trouver un, qui se manifester volontairement, soit en tant que pays individuel (comme l'Arabie saoudite avait fait entre 1982 et 1985) ou en tant qu'entité collective (OPEP), avait échoué. L'OPEP n'existait en effet plus après décembre 1988, date à laquelle elle avait adopté le Brent comme référence<sup>2</sup>.

L'histoire politique et les événements militaires en la région du golfe Persique ont pris en charge à partir de ce moment et pendant plus d'une décennie a choisi le producteur d'appoint du marché pétrolier international<sup>3</sup>. Cette phase historique a commencé en août 1989 avec l'invasion du Koweït par l'Irak. Cette guerre est encore chargée de conséquences politiques. Cela a affecté le marché pétrolier, montrons comment le modèle de prix fonctionnait dans ce contexte.

Formellement, ils étaient, en fait, dans un système de marché libre, avec la distinction que la réduction de l'offre était la tâche d'un producteur d'appoint imposé par une situation réelle et non par la décision d'un cartel politico-économique. Surtout, il était clair que la nomination d'un producteur d'appoint n'était pas faite avec l'accord du candidat. Le résultat, du point de vue technique et économique, a cependant été de réduire la pression de l'offre sur le marché, permettant de stabiliser les prix dans la région de 15-20\$ le baril.

Le premier candidat au poste de producteur d'appoint a été Le Koweït<sup>4</sup>, qui, pendant près de deux ou trois ans n'était plus en mesure de produire, retirant ainsi du marché plus de 2 millions de barils par jour. Il faut rappeler que du point de vue économique le marché été resté un marché libre, avec une limite extérieure (arrêt de la production du Koweït) non programmé par aucun cartel, et non imposé par les forces du marché.

La première guerre du Golfe a déclenché le prochain changement de rôle. Le Koweït a passé le relais à l'Irak<sup>5</sup>, qui est devenu le producteur d'appoint, obligé et officiel, du monde pétrolier depuis près d'une décennie. Lors du changement de leader, avant le déclenchement de la guerre du Golfe, le prix atteignait 40\$ le baril.

---

<sup>1</sup> Selon Artur Berman, expert du secteur pétrolier et chroniqueur du Financial Times un producteur d'appoint, ou un « swing producer » pour une ressource, est un acteur qui a les moyens d'affecter les prix sur les marchés de la ressource et qui utilise ce pouvoir.

<sup>2</sup> Auzanneau, M. (2021). Or noir : La grande histoire du pétrole. Paris : Edition la Découverte. (P.435).

<sup>3</sup> Institut d'économie et de politique de l'énergie. (1989). Energie internationale. Paris : Edition Economica. (P.101).

<sup>4</sup> Petriat, P. (2021). La crise des Etats pétroliers les années 1980,1990. In Aux pays de l'or noir (pp. 281-331).

<sup>5</sup> Kekel, G. (2015). Le nœud-gordien des Etats arabes du golfe. Pouvoirs, (152), 9-24.

C'était un pic de courte durée, plus une spéculation d'échange de sorte qui n'a eu aucun effet réel sur les mouvements des bruts. La même nuit que le bombardement de Bagdad a commencé, le prix a chuté de 40\$ à 16-20 \$<sup>1</sup> le baril habituel.

L'embargo de l'ONU sur l'Irak a eu pour conséquence que le redémarrage de la production au Koweït a été compensée par l'arrêt des exportations d'Irak, avec un équilibrage substantiel des volumes<sup>2</sup>.

Cet équilibre a duré jusqu'en 1996, quand la croissance de la demande et les séquelles de l'accident de Tchernobyl commencé à pousser le prix du brut au-dessus de la fourchette de 20\$ le baril, enfin touchant et dépassant 25 \$ le baril.

C'est à ce moment précis que le débat sur l'aide humanitaire axé en Irak s'est réchauffé et a commencé à rassembler un consensus mondial dans les médias. Dans ce nouveau climat, le Conseil de sécurité des Nations Unies (ONU) a approuvé une résolution autorisant l'Irak à vendre des quantités limitées de brut pour acheter de la nourriture et des biens essentiels. La résolution prévoyait une durée de six mois, avec des renouvellements éventuels pour décider de la durée et de la quantité de brut à exporter.

Il faut noter que du point de vue technique et économique – le flux de brut irakien sur le marché a eu pour effet de maintenir la stabilité des prix dans la fourchette souhaitée de 16 à 20 \$ le baril.

En 1998, il y a eu un désaccord entre l'Irak et les inspecteurs de l'ONU, qui a quitté le pays. L'Irak a déclaré qu'il n'était plus ouvert au dialogue avec l'ONU à moins que le cycle d'inspections et les sanctions terminées. En même temps, il a commencé à augmenter au maximum possible la production et l'exportation de brut, en privilégiant certains circuits de commercialisation en dehors des circuits officiels contrôlé de l'ONU<sup>3</sup>. L'arrivée de ces barils supplémentaires est intervenue à un moment critique, juste au moment où l'augmentation de la production des pays non membres de l'OPEP (mer du Nord, Angola et Kazakhstan) et d'autres pays de l'OPEP (Nigeria, Venezuela, Algérie, etc.) se faisait sentir. Une fois de plus, les conditions étaient créées pour une baisse du prix du brut.

---

<sup>1</sup> Gallos, P.-M. (2003). Le sang du pétrole : guerres d'Irak 1990-2003. Paris : Edition l'Age d'Homme. P269

<sup>2</sup> Petriat, P. (2021). La crise des Etats pétroliers les années 1980,1990. In Aux pays de l'or noir (pp. 281-331).

<sup>3</sup> Département fédéral de l'économie publique. (1999). La vie économique, 72(7-9), 62. P62.

En 1999, le prix du Brent s'élevait à 9 \$ le baril, le plus bas de ces vingt dernières années. Ce niveau, cependant, est perçu par les compagnies pétrolières et les pays comme une réalité, due, dans une situation de marché libre, à l'excès constant de l'offre sur la demande. Tous les budgets des pays producteurs et des compagnies pétrolières sont établis à des réductions de coûts et d'investissements. Dans ce scénario, de nombreuses compagnies pétrolières ont adopté des programmes de rationalisation<sup>1</sup> spectaculaires qui impliquaient des fusions avec leurs concurrents. Les cas les plus manifestes étaient Exxon-Mobil, Total-Fina-Elf, BP-Amoco-Arco et Chevron-Texaco.

---

<sup>1</sup> Bret-Rouzaut, N., & Favennec, J.-P. (2011). Recherche et production du pétrole et du gaz : réserves, coûts, contrats. Paris : Editions TECHNIP. P25.

## Conclusion

Le marché pétrolier reste une structure très complexe de par ses nombreux acteurs qui le composent, chacun d'entre eux ayant un intérêt qu'ils essaient de satisfaire au mieux. Sa complexité est aussi envisagée par rapport à ses traits qui en font sa particularité : une industrie mondiale, très capitaliste, avec une multitude de produits ayant des qualités distincts.

En plus de la structure en elle-même, il y a le problème de la détermination du prix qui est soumis à un nombre élargi de facteurs souvent exogènes qui l'impactent son évolution. Cela va de sa rareté et de son caractère de matière non renouvelable, à la question du pouvoir exercé par les différentes parties prenantes du marché. La spéculation, les anticipations et le cours du dollar, la sphère géopolitique, entre autres, sont autant de paramètres à prendre en compte pour un prix du pétrole qui devient alors particulièrement instable et volatil.

De plus, la tarification du pétrole a traversé plusieurs étapes qui ont apporté au fil du temps des changements dans le fonctionnement du marché pétrolier. Ces étapes se traduisent par des événements suscités par les principaux acteurs composant l'industrie.

Nous avons par ailleurs la crise de 1974, qui a durablement marqué la prise du pouvoir par l'OPEP, laissant croire pour un certain temps à une possibilité d'inversion du rapport de force entre pays producteurs et consommateurs. En effet, la recherche d'une appropriation unilatérale de la rente pétrolière par quelques acteurs entraîne des décisions de leur part qui sont souvent dérisoires. Les événements de 1973 et 1974 et ceux du milieu des années 80 l'ont montré. Producteurs et consommateurs devraient, en cherchant à un intérêt commun, mettre en place un partage équitable de la rente qui se traduirait par la fixation d'un juste prix du pétrole satisfaisant pour les uns et pour les autres. Les années qui ont suivi le contre-choc de 1986 semblaient témoigner d'un effort dans cette voie. Mais l'effondrement des prix en 1998 a remis en cause cette solution.

Tout ce que nous pouvons affirmer, c'est que le marché a affirmé sa suprématie, entraînant ainsi le règne de l'instabilité. Une chose est sûre : le pétrole reste une matière stratégique vitale pour les pays producteurs comme pour les pays consommateurs. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie, la demande mondiale de combustibles liquides devrait augmenter. Ainsi, l'ère du pétrole est loin d'être finie.

## **CHAPITRE DEUXIEME**

---

La convergence entre le marché pétrolier et les marchés financiers :  
vers une financiarisation décisive

---

## **Introduction**

La financiarisation de l'économie est un phénomène qui a pris de l'ampleur depuis les années 1980. Il se caractérise par une augmentation des flux financiers et une hausse de la proportion des actifs financiers dans le total des actifs de l'économie. La financiarisation est encouragée par les politiques monétaires et fiscales, la technologie et la libéralisation des marchés. Elle a des effets positifs, tels que l'accroissement de la liquidité et de l'efficacité des marchés financiers, mais elle expose aussi les agents économiques à des risques financiers accrus.

Par ailleurs, l'afflux massif de capitaux d'investissement sur les marchés à terme des matières premières au cours de la dernière décennie a suscité un débat houleux sur la question de savoir si la financiarisation fausse les prix des matières premières.

Cette financiarisation des marchés de matières premières touche plusieurs industries, et parmi elles le secteur énergétique, en tête de liste, nous avons le pétrole qui est devenu un actif fortement négocié sur les marchés à terme.

Ce chapitre nous permettra de comprendre davantage la relation existante entre le marché physique de l'industrie pétrolière avec les marchés financiers. Pour ce faire, il exposera trois points principaux qui seront structurés en trois sections distinctes.

Le premier point traitera du concept de financiarisation. Sa définition sera essentielle pour pouvoir introduire notre sujet, mais également sa connotation qui est assez large sera ainsi délimiter aux frontières qui s'apparentent uniquement à ce qui est propre à notre objet d'étude.

Dans un deuxième point, nous exposerons les différents produits dérivés utilisés pour les matières premières et particulièrement pour l'industrie pétrolière. Ceci nous permettra d'appréhender le fonctionnement des marchés à terme de matières premières, tout en faisant le lien étroit existant avec les deux marchés, le marché physique des commodités et le marché financier.

Comme dernier point, nous aborderons les marchés à terme de pétrole et l'impact de ce dernier dans la détermination du prix du pétrole. Et le rôle qu'il peut jouer dans la volatilité accrue que connaît le cours du pétrole ces vingt dernières années.

## **Section I : tentative d'éclaircissement sur la financiarisation des marchés de matières premières**

Cette première section est consacrée à l'appréhension du concept de financiarisation des marchés de matières premières et plus précisément du marché pétrolier. Ainsi, deux points sont abordés. Le premier point traite davantage des tentatives de définition du concept de financiarisation. Le second point aborde l'impact de la sphère financière sur les prix des matières premières et tout particulièrement du prix du pétrole.

### **1.1. Définition de la financiarisation**

Avant de commencer tout débat sur l'émergence de la financiarisation sur les marchés de matières premières, il y a lieu de soulever l'ambiguïté sur la notion de la financiarisation. Alors de façon simplifiée, la financiarisation traduit que l'économie entière est désormais sous la domination de la sphère financière contrairement à la sphère de l'économie réelle qui représente l'ensemble des biens et services produits échangés mondialement.

Cette notion de financiarisation représente alors l'accroissement et l'expansion des activités financières dans le produit intérieur brut, à travers les revenus des activités de services dans les banques, les assurances et les placements à court terme, les fonds de pension retraite et la retraite par capitalisation.

Plus précisément « La financiarisation désigne l'influence croissante des institutions financières et des marchés financiers dans le fonctionnement de l'économie. On parle ainsi d'une financiarisation de la balance des paiements pour désigner le fait que la part relative des transactions internationales portant sur les biens et services a tendance à diminuer alors que la part relative des mouvements de capitaux a tendance à augmenter »<sup>1</sup>.

Un autre auteur propose également un éclaircissement de cette notion en définissant la financiarisation comme un schéma d'accumulation dans lequel les profits principalement par les canaux financiers plutôt que par le commerce et production de base<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Beitone, A., Cazorla, A., & Hemdane, E. (2019). Dictionnaire de science économique. Malakoff: DUNOD. (P.30)

<sup>2</sup>Krippner, G. (2005). The financialization of the American economy. *Socio-Economic Review*, 3(2), 173-208.

Selon Epstein, le concept de financiarisation découle de la croissance du rôle accru des motivations financières, des marchés financiers, des acteurs financiers et des institutions financières dans le fonctionnement des marchés des économies nationales et internationales<sup>1</sup>. De manière générale, la financiarisation est associée au courant de pensée néolibéralisme financier, qui se caractérise par la domination de macroéconomie et de la politique économique par les intérêts du secteur financier.

Cependant, lorsqu'on joint la financiarisation au marché des matières premières les auteurs soulignent, le rôle des marchés à terme et les nombreuses positions ouvertes à travers les produits dérivés<sup>2</sup>. On en déduit de tout ceci que la financiarisation des marchés des commodités est le processus d'augmentation du poids relatif des opérateurs financiers dans le volume des transactions et la position ouverte des marchés à terme relatifs aux produits de base.

Maintenant que le point explicatif de la financiarisation des marchés des matières premières est assez clair, la question qui nous vient naturellement à l'esprit est qu'elles sont les facteurs ou les éléments ayant favorisé l'accroissement des activités financières au sein même des marchés des produits de bases.

Après plusieurs lectures, nous sommes arrivés à réunir quatre éléments principaux ayant selon nous favoriser cette financiarisation. Le premier élément est l'augmentation des prix des produits de base. Nous remarquons une flambée des prix des matières premières surtout à partir des années 2000, comme illustrés dans la figure ci-dessous. Les cours des matières premières répondent, selon certains chercheurs à un contexte macro-économique tels que (Hamilton, 2009) et (MONGARS, 2006).

En effet, après plusieurs années où les prix étaient relativement bas, le marché des commodités commençait à connaître une hausse des cours considérable. Ce développement des prix des années 2000 est suscité essentiellement par la forte demande des pays émergents, la jouissance de taux d'intérêt faible, la dépréciation du dollar américain, l'état des stocks, les changements de politique sur les biocarburants et une réponse lente de l'offre ont contribué à cette tendance<sup>3</sup>.

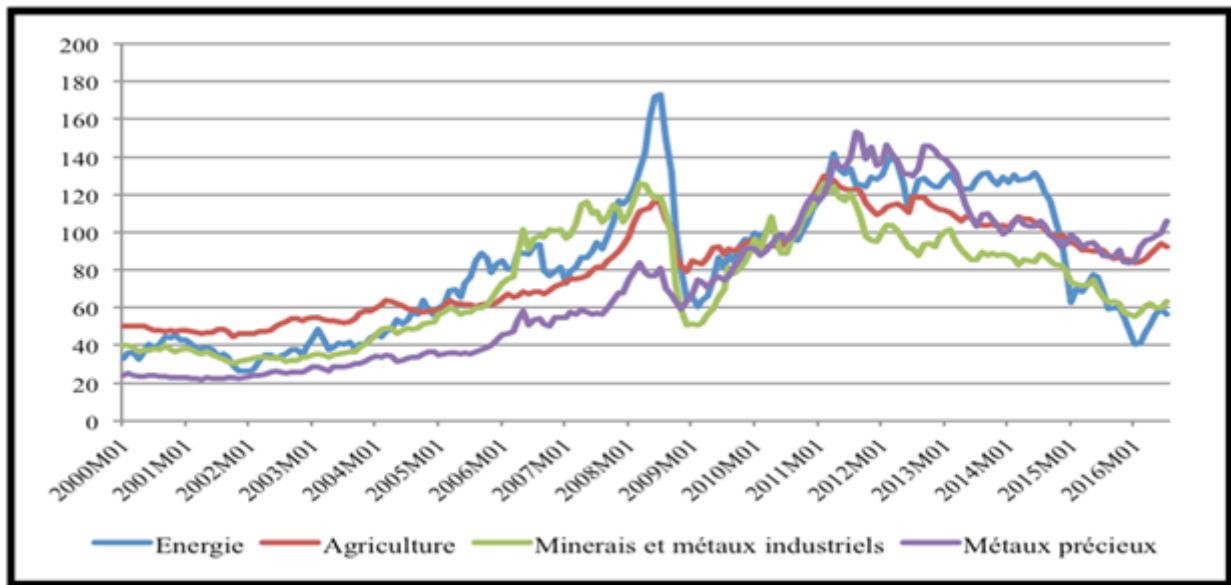
---

<sup>1</sup> Epstein, G. (2005). *Financialization and the world economy*. Cheltenham, UK and Northampton.

<sup>2</sup> Simon, Y., & Marteau, D. (2017). *Marchés Dérivés de Matières Premières*. Paris: ECONOMICA.

<sup>3</sup> Helbling, T., Mercer-Blackman, V., & Cheng, K. (2008). *Riding a Wave*. *Finance & Development*, 45(1).

**Figure N°9 : Evolution des prix des matières premières entre 2000 à 2016.**



Source : Banque mondiale.

Plus encore, nous tenons à préciser que la montée des prix pour certaines matières premières s'est faite avant les années 2000. On prend exemple du marché pétrolier, qui a assisté à une envolée fulgurante des prix en 1973, à l'occasion de la guerre de Kippour, et en 1979 à la suite de la révolution iranienne, qui a favorisé l'apparition des marchés à terme des produits pétroliers.

Deuxièmement, ce sont les nombreux travaux des chercheurs qui encouragent la diversification du portefeuille d'actifs à travers les matières premières<sup>1</sup>. En effet, la hausse des cours des produits de base que ça soit le pétrole, les produits agricoles ou les produits minéraux qui ont atteint des prix qui dépassent les 100 dollars pour certains d'entre eux.

Les nombreuses anticipations spéculatives autour de plusieurs commodités. Toutes ces situations ont attiré l'attention des investisseurs. Ils font spécialement rayonner des profits ahurissants. De manière générale, ce contexte nous montre clairement que les matières premières ont totalement une espérance de rendement plus ou moins semblable à celle des autres actifs financiers, notamment les actions. Cependant, ceci désigne que le degré de risque est aussi grand et que l'investisseur concentré sur le semblant rendement affairé individuellement pourrait avoir un dénouement négatif, qui le laisserait sur la paille au moment du verdict.

<sup>1</sup>Gorton, B., & Rouwenhorst, K. (2006). Facts and fantasies about commodity futures. *Financial Analysts Journal*, 62(3-4).

De nombreux gestionnaires institutionnels ont adopté les matières premières comme un actif alternatif rentable, sur de faibles corrélations avec les actifs conventionnels, comouvement positif des prix des matières premières avec l'inflation et une tendance à la rétrogradation de la courbe des contrats à terme (Kat et Oomen, 2006 ; Chong et Miffre, 2010)

Ainsi, les matières premières sont considérées comme une classe d'actifs qui apporte de la diversification et en même temps sans corrélation avec les autres classes d'actifs et dans certains cas elle jouit carrément d'une corrélation négative.

Le troisième élément, c'est la décorrélation des marchés des actions et ceux des marchés de matières premières qui ont été prouvé par des études empiriques, le véritable attrait des matières premières réside donc surtout dans une autre caractéristique fondamentale qui est celle de la décorrélation avec les classes d'actifs traditionnelles<sup>1</sup>.

En effet, les données des vingt dernières années nous renseignent que la corrélation entre les actions et les matières premières est approximativement proche de zéro. Même constatation pour les autres types d'actif tels que les obligations.

Généralement, sur le long terme, il n'y a pas de convergence statistique entre les produits de base et les autres catégories d'actifs. En d'autres termes, des études révèlent que sur une vingtaine d'années, les actions perdaient en moyenne 5 % sur les périodes les plus défavorables.

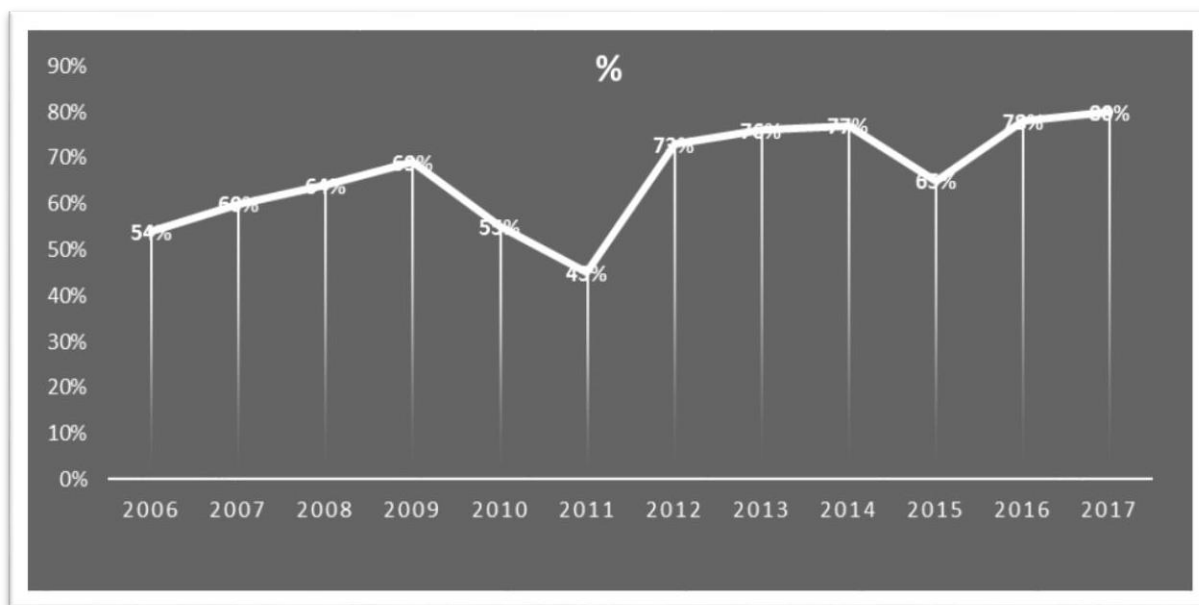
Les commodités, quant à elles, acquéraient en moyenne 1,5 % sur les périodes similaires. Ça expose de ce fait nettement que les commodités, même si elles sont considérées comme étant assez risquées, elles auront toutes fois un effet particulièrement profitable dans une perspective de portefeuille diversifié et auront l'aptitude à réduire le risque.

Selon les variables utilisées, un exercice d'optimisation dévoilera à ce propos qu'il est nécessairement avantageux d'introduire un volume qui peut monter jusqu'à 20 % de produits de base dans un portefeuille diversifié.

---

<sup>1</sup>Michallet L., « les matières premières comme classe d'actifs », Revue Banque n°778bis, 2014.

**Figure N°10 : Poids (%) des non commerciaux sur le marché du blé**



Source : Simon, Y., Didier M., *Marchés Dérivés de Matières premières*, Ed ECONOMICA, Paris, 2017.

En dernier lieu, c'est la sophistication des instruments financiers qui permettent l'accès au grand public à l'investissement dans les produits de base. Les supports privilégiés par les investisseurs pour s'exposer aux matières premières sont les contrats à terme ou futures sur les matières premières et les fonds indexés sur des indices 4 de matières premières, basés sur des futures de matières premières diverses.

## **1.2. L'instabilité des prix des matières premières induite par la sphère financière**

Dans cette même logique, un autre volet de la littérature confirme de plus en plus l'idée que les fluctuations des prix s'expliquent aussi par la présence accrue des investisseurs financiers sur les marchés financiers des matières premières pour des motivations purement financières, souvent qualifiées de « financiarisation du négoce des produits de base » (Masters, 2008 ; Tang & Xiong, 2012 ; Hache & Lantz, 2013 ; Silvennoinen & Thorp, 2013).

Le débat concernant le rôle joué par l'activité financière dans la formation des prix des matières premières est très partagé. Concrètement, nous avons deux camps, l'un d'entre eux prône que l'existence grandissante des acteurs financiers au sein même des marchés des commodités, apporte une efficacité dans le partage de risque et en même temps procure de la liquidité aux intervenants des marchés. Donc plusieurs études affirment que les investisseurs assurent une certaine stabilité sur les marchés à terme.

Compte à l'autre camp, approuvent de plus en plus l'optique qui souligne que les agents non-commerciaux peuvent induire une instabilité des prix et engendrer une volatilité amplifiée sur ces marchés. Ceci est essentiellement le résultat de comportements spéculatifs réalisés par de gros investisseurs tel que les fonds indiciels.

Ainsi, pour apporter une explication plus profonde, nous nous basons sur une revue de la littérature qui résume les différentes études empiriques précédente qui ont tenté de répondre à la question. Ces études utilisent principalement sur des modèles structurels et sur ceux des séries temporelles afin d'étudier l'impact des investissements financiers sur les fluctuations des prix, des produits de base.

Il y a également d'autres études qui recourent à des tests de causalité de Granger pour expérimenter le rapport entre les prix et les positions d'investissement des financiers. C'est par ailleurs, que nous trouvons des chercheurs qui appuient l'hypothèse, qui avance que c'est la négociation faite sur les marchés à terme qui induit la volatilité des prix (Singleton, 2014 ; Hamilton & Wu, 2015).

Certains par contre soutiennent l'hypothèse, que ce ne sont absolument pas les investissements financiers qui entraînent la volatilité des prix. Mais c'est l'instabilité des prix eux même qui conduit le comportement des différents spéculateurs sur le marché à terme (Irwin & Sanders, 2010 ; Büyükşahin& Harris, 2009).

En partant de cet état de fait, on abordera dans ce qui suit les différentes recherches qui estiment que la finance joue plutôt un rôle positif en stabilisant le marché. En effet, certains qui considère que les marchés sont efficients établissent des résultats, qui montrent que les financiers en achetant en période baissière et revende en période de hausse, apporte de la stabilité en atténuant les variations des prix<sup>1</sup>.

Également, la forte présence des investisseurs financiers de type fonds indiciels, qui sont réputés pour constituer des portefeuilles d'actifs très importants et très diversifier, peut induire un meilleur partage de risque des prix des produits de base. Donc, le fait de redonner un équilibre au portefeuille cela va amoindrir la fluctuation des cours sur les autres marchés d'actifs et aussi sur les marchés des commodités dans leur ensemble<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup>Algieri, B. (2012). Price volatility, speculation and excessive speculation in commodity markets: Sheep or shepherd behaviour? ZEF discussion papers on Development Policy.

<sup>2</sup>Kyle, A. S., & Xiong, W. (2001). Contagion as a wealth effect. The Journal of Finance, 56(4), 1401–1440.

Un autre point a été évoqué sur la présence des acteurs financiers, c'est de permettre de fournir une plus grande liquidité sur les marchés à terme de matières premières par la prise en compte du risque de prix<sup>1</sup>. Soit, les banques d'affaires et les investisseurs indiciels abaissent rigoureusement les fluctuations et le risque de manière générale sur les marchés à terme de commodités<sup>2</sup>.

Aussi une étude réalisée par des chercheurs, qui consistait à étudier le marché à terme des hydrocarbures sur une période s'étalant de 2005 à 2009. A démontré que les nombreuses positions prises par de gros intervenants financiers sur le sous-jacent de pétrole brut et de gaz naturel sont suivie d'une diminution considérable des variations des cours de ces hydrocarbures<sup>3</sup>.

Également, les véritables utilisateurs des commodités, soit les « commerciaux » pourraient influencer positivement le marché en faisant augmenter les cours à terme et, parallèlement, le prix spot, en anticipant l'offre et la demande à venir. Cela pourrait contribuer à réduire l'instabilité des cours susceptible d'être entraînée par un déséquilibre de l'offre et la demande<sup>4</sup>. A travers cela, les acteurs financiers seraient tentés de tenir des positions inverses en fonction de leur jugement, émettant ainsi des signaux aux autres intervenants du marché.

De cette logique, les intervenants financiers en plus de la liquidité peuvent réduire les prix des matières premières pour converger davantage aux fondamentaux de l'offre et de la demande. Ainsi, les acteurs financiers permettraient un impact stabilisateur du marché.

De même, quand un financier opte pour une stratégie passive, il investit alors sur différents actifs tout en misant sur le long terme. Il constitue de ce fait un portefeuille parfaitement efficient et équilibré, il est guidé par un comportement rationnel sur le marché en achetant quand le prix baisse et vend lorsque l'actif connaît une hausse, ce qui tend à calmer relativement ces marchés<sup>5</sup>.

---

<sup>1</sup>Masters, M. W. (2008). Testimony before the Committee on Homeland Security and Governmental Affairs. United States Senate, Washington, DC.

<sup>2</sup>Brunetti, C., & Büyüksahin, B. (2009). Is speculation destabilizing? Working Paper. U.S., Commodity Futures Trading Commission, Washington, DC.

<sup>3</sup>Brunetti, C., Büyüksahin, B., & Harris, H. (2016). Speculators, Prices and Market Volatility. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 51(5), 1545–1574.

<sup>4</sup>Turner, A., Farrimond, J., & Hill, J. (2011). *The Oil Trading Markets, 2003 – 2010: Analysis of market behavior and possible policy responses*. Oxford Institute for Energy Studies.

<sup>5</sup>Garman, T., & Fougue, R. (2010). *Personal Finance*. South-Western Cengage Learning

Dans le même sillage, une analyse révèle que l'investissement des financiers comme les fonds indiciels ont apporté une influence bénéfique significative sur les profits au sein des marchés à terme du pétrole, que ça soit en période de baisse ou de hausse des prix du pétrole en 2008<sup>1</sup>.

Les résultats d'une autre étude convergent vers les précédentes, en trouvant un rapport négatif sur la variation des prix des produits de base par rapport à des déterminants spéculatif à savoir, la part des financiers et les positions longues de ces derniers. Ce qui énonce que la financiarisation de ces marchés n'est nullement impliquée dans la volatilité des prix<sup>2</sup>.

Malgré toutes les études qu'on a vues ci-dessus, qui nous affirme la non-implication des spéculateurs dans la fluctuation des prix des matières premières. Quelques recherches nous démontrent le contraire. Car depuis les années 2000, nous remarquons une hausse artificielle des prix des produits de base, associée à une présence lourde de spéculateurs financiers sur les marchés à terme. En effet, le manque de position courte dit « short » entrepris par les négociateurs financiers, il y a une peine à faire face aux positions acheteuse dit « long ».

Ce phénomène entraîne forcément la mise en place de stocks réels pour contenir la forte demande suscitée par la spéculation des financiers. Par conséquent, les intervenants financiers ont souvent été montré du doigt en raison des nombreuses positions acheteuses sur les marchés à terme de matières premières, qui ont engendré une bulle de prix des commodités. Cela a pour effet d'avoir des prix déconnectés de la réalité des fondamentaux qui gouvernent chaque marché physique<sup>3</sup>.

Les retombées remarquées provenant de ces constats montrent que la totalité des participants sur les marchés des matières premières ne basent pas uniquement leur prise de décision d'investissement sur l'offre et la demande, mais ils s'appuient sur d'autres éléments intervenant sur les nombreux marchés financiers. En effet, les prix des produits de base sont aujourd'hui financiarisés et fortement liés à la bourse des valeurs mobilières<sup>4</sup>.

---

<sup>1</sup>Singleton, K. J. (2014). Investor Flows and the 2008 Boom/Bust in Oil Prices. *Management Science*, 60(2), 300–318.

<sup>2</sup>Manera, M., Nicolini, M., & Vignati, I. (2014). Modelling futures price volatility in energy markets: Is there a role for financial speculation? *Energy Economics*.

<sup>3</sup>Masters, M. W., & White, A. K. (2008). The Accidental Hunt Brothers: How Institutional Investors are Driving up Food and Energy Prices. *The Accidental Hunt Brothers Blog*, special report posted July 31.

<sup>4</sup>Masters, M. W. (2008). Testimony before the Committee on Homeland Security and Governmental Affairs. United States Senate, Washington.

De même, une analyse nous souligne qu'une forte négociation spéculative sur les marchés induit à se comporter de manière opportuniste qui suscite un désarroi additionnel en apportant des variations des cours, nous nous retrouvons ainsi avec des prix qui ne reflètent nullement les conditions économiques présentement du moment<sup>1</sup>.

Un autre chercheur affirme compte à lui, que l'augmentation des activités des financiers sur les marchés à terme des commodités saurait éclaircir la hausse des prix des matières premières vers 2007 et 2008<sup>2</sup>.

Car les investissements importants des fonds indiciels sont un genre de spéculation qui fait croître le cours de l'actif concerné et apporte une fluctuation significative. De ce fait, les acteurs financiers insèrent un canal de transmission d'instabilité en dehors des marchés et au travers des marchés des produits de base<sup>3</sup>.

De plus, Soros (2008) assure que les investisseurs indiciels sont sans aucun doute les fautifs de la hausse artificielle des prix et de la variation dans le domaine des matières premières, dans les dix dernières années<sup>4</sup>.

Également, les intervenants de fonds indiciels ont été présentés tel un canal de propagation de variation sur les marchés des produits de base, étant donné que les matières premières hors énergies indexées, montrent une variation plus excessive, en 2008, par rapport aux commodités non indexées<sup>5</sup>.

Des analyses évaluent la part des investissements des fonds indiciels en produits dérivés de matières premières au début de 2011 à quatre cent dix milliards de dollars<sup>6</sup>. Par conséquent, les participants financiers ont une éventuelle possibilité d'amplifier les turbulences dans plusieurs classes d'actifs en perturbant la tendance que devrait prendre des prix répondant à des fondamentaux d'un marché.

---

<sup>1</sup>Karyotis, C., & Alijani, S. (2016). Soft commodities and the global financial crisis: Implications for the economy. *Research in International Business and Finance*, 37(C), 350–359.

<sup>2</sup>Khan, S., & Mohsin S., (2009). The 2008 oil price "bubble". Peterson Institute for International Economics (Policy Brief 09–19).

<sup>3</sup>Gilbert, C. L. (2010). How to understand high food prices. *Journal of Agricultural Economics*, 61(2), 398–425.

<sup>4</sup>Soros, G. (2008, May 26). Rocketing oil price is a bubble, by Edmund Conway. *The Telegraph* (United Kingdom).

<sup>5</sup>Tang, K., & Xiong, W. (2012). Index investment and the financialization of commodities. *Financial Analysts Journal*, 68(6), 54–74.

<sup>6</sup>Dwyer, A., Holloway, J., & Wright, M. (2012). Commodity market financialisation: A closer look at the evidence. *RBA Bulletin*, Reserve Bank of Australia, 65–77.

De ce fait, les dynamismes spéculatifs sont réellement pris en compte tel un élément décisif lors des moments de crise des marchés. Un autre auteur vient même appuyer les résultats de Mayer<sup>1</sup>, qui affirment qu'en temps de variation importante des cours du pétrole les acteurs financiers n'ont pas une part majoritaire sur le marché à terme de pétrole brut en ce qui concerne leurs positions<sup>2</sup>.

Cependant, c'est la permutation des positions des financiers qui a un impact direct sur les profits des prix du pétrole. Cela suppose qu'une plus grande variation des cours du pétrole entraîne une plus grande négociation des financiers spéculateurs, car une variation forte sur le marché du pétrole est susceptible de réalisation de gains nettement plus alléchants qu'en période de sérénité des marchés.

En effet, en phase de stabilité, la permutation des positions des spéculateurs financiers a un impact passif et faible sur les rendements du pétrole brut. Ce qui signifie que les financiers peuvent investir en optant sur des manœuvres différentes, en fonction de la situation et des tendances que suit le marché pétrolier.

Également, des études révèlent que les fonds indiciels et les banques d'affaires aggravent davantage l'instabilité des prix sur quelques marchés des commodités<sup>3</sup>. Plusieurs autres économistes déclarent dans leurs travaux, le rapport d'impact existant entre la spéculation financière et la forte variation des prix du pétrole (Gilbert, 2009 ; Bastianin et al, 2012 ; Henderson et al, 2015).

Ajoutant à cela que la fluctuation des prix est multipliée et exagérée par les investisseurs qui suivent des stratégies similaires au contexte du marché, un comportement mimétisme qui fait que des prix élevés entraînent l'achat et la rétraction des prix induit la vente<sup>4</sup>.

## **Section II. Les différents produits dérivés de matières premières**

Nous détaillerons les différents produits dérivés sur les matières premières négociés sur les marchés à terme en passant par les marchés organisés et marchés de gré à gré.

---

<sup>1</sup> Mayer, J. (2012). The growing financialisation of commodity markets: Divergence between index investors and money managers. *The Journal of Development Studies*, 48(6).

<sup>2</sup> Zhang, Y. J. (2013). Speculative trading and WTI crude oil futures price movement: An empirical analysis. *Applied Energy*, 107, 394–402.

<sup>3</sup>Borin, A., & Di Nino, V. (2012). The role of financial investments in agricultural commodity derivatives markets. *Temi di discussione From Bank of Italy, Economic Research and International Relations Area*.

<sup>4</sup>Baumeister, C., & Peersman, G. (2013). The role of time-varying price elasticities in accounting for volatility changes in the crude oil market. *Journal of Applied Econometrics*, 28(7), 1078–1109.

## **2.1. Les contrats à terme de matières premières**

Les marchés de matières premières de Chicago, Londres, New York, Tokyo, Shanghai et de nombreuses autres places financières sont l'aboutissement d'une longue évolution des pratiques commerciales et financières. Pour comprendre cette évolution, il importe de soigneusement distinguer les marchés de produits physiques des marchés de produits dérivés.

### **2.1.1. Le marché au comptant des matières premières**

Toutes les matières premières sont négociées sur le marché au comptant (Spot market). L'achat et la vente sont soumis à une livraison instantanée, voire immédiate. Au Moyen Âge, au début du développement économique, acheteurs et vendeurs de matières premières se rencontraient lors de foires et de marchés. Ces localisations privilégiées ne consolidaient pas toutes les transactions au comptant pour les produits physiques, mais visaient à les faciliter et à les développer en réduisant les coûts de transaction et d'information.

Les premières bourses de marchandises, héritières de ces foires et marchés, voient le jour en Europe au début du XIII<sup>e</sup> siècle, comme en témoigne la création du Liverpool Cotton Exchange en 1842 et du Chicago Board of Trade en 1848. Leur objectif initial était de faciliter le commerce de produits physiques pouvant être expédiés de manière immédiate sur le marché au comptant<sup>1</sup>.

### **2.1.2. Le marché des transactions avec livraison différée de matières premières**

Dans les bourses de commerce, mais également en dehors de ces instances, les transactions devinrent progressivement plus élaborées. Il fut possible d'acheter et de vendre des marchandises et d'en prendre livraison plus tard. L'origine des transactions sur les marchés à terme est à rechercher dans ces contrats portant sur des produits physiques par lesquels un acheteur et un vendeur s'engagent, pour un prix librement débattu au moment de la négociation, à acheter et à vendre des marchandises qui seront livrées ultérieurement<sup>2</sup>. La pratique de ces forward contrats est bien établie dès 1840 sur le marché des céréales de Chicago<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Hieronymus, Thomas A. (1971). Economics of futures trading, for commercial and personal profit. Commodity Research Bureau Johnson, 71.

<sup>2</sup> Prosper, M. (2010). L'aluminium au London Metal Exchange : les spécificités institutionnelles et financières d'un marché à terme. Cahiers d'histoire de l'aluminium, 44-45, 106-123.

<sup>3</sup> Cordier, J. (1996). Les marchés dérivés de produits agricoles. Présentation et perspectives de développement dans l'Union européenne. Revue d'Études en Agriculture et Environnement, 41(1), 5-38.

Ces transactions s'effectuaient directement entre un vendeur et un acheteur de produits physiques. Elles pouvaient également se faire par l'intermédiaire de négociants. Ces opérateurs achetaient des céréales aux fermiers et les détenaient, en espérant qu'entre le jour de l'achat et celui de la revente à des meuniers, la hausse des prix leur donnerait la possibilité d'obtenir un profit.

Les mêmes négociants vendaient également des céréales qu'ils ne possédaient pas, mais ils s'engageaient à les livrer plus tard. Ils espéraient qu'entre la date de la vente et celle de l'achat, la baisse des prix leur donnerait l'opportunité de se les procurer à bon prix et d'obtenir ainsi un profit.

Sur la base des témoignages des premiers participants à la bourse des œufs de Chicago, Irwin (1937) a déclaré que les opérations avec livraison différée furent à l'origine de la constitution du Chicago Mercantile Exchange. Les volumes d'échanges avaient également augmenté au cours des années avant que les négociants ne décident d'établir la bourse en 1919 pour mieux la gérer<sup>1</sup>.

Il n'est pas aisé de connaître avec exactitude la date d'apparition des premières transactions avec livraison différée de matières premières physiques. Ils ont évolué à partir du Moyen Âge. Au 16<sup>e</sup> siècle, les marchands hollandais promettaient de livrer les produits de leurs voyages avant que le transport ne soit assuré.

L'objectif de ces transactions est de bénéficier d'un prix fixe dégagé du risque lié au prix qui aurait été obtenu si la marchandise avait été vendue à l'arrivée du navire, ainsi que des opérations de commerce et d'expédition (cependant, si les offres des marins ou les bailleurs de fonds étaient inférieures à la demande, le prix à l'arrivée du bateau pouvait être supérieur au prix fixé avant l'embarquement).

Aux 18<sup>e</sup> et 19<sup>e</sup> siècles, les producteurs de pommes de terre du Maine, aux États-Unis, vendaient tout ou partie de leur récolte au moment de la plantation pour financer la production et maintenir la vie jusqu'à la récolte.

Régulièrement utilisés dans le négoce des céréales à Chicago et des métaux à Londres, les contrats forward n'étaient pas sans inconvénients<sup>2</sup> :

---

<sup>1</sup> Simon, Y., & Marteau, D. (2017). *Marchés dérivés de matières premières*. EDITION Economica, Paris, p20.

<sup>2</sup>Mishkin, F. (2010). *Monnaie, banque et marchés financiers*. Edition Pearson, Paris, p198.

- Les vendeurs et les acheteurs éprouvaient parfois certaines difficultés pour livrer leurs marchandises ou en prendre livraison, et pour retrouver leurs co-contractants quand les céréales arrivaient, après la fonte des glaces, sur les ports des grands lacs américains ;
- La quantité des produits livrés ne correspondait pas toujours aux espérances des acheteurs ;
- la date de livraison n'était pas toujours celle qui avait été initialement prévue ;
- Théoriquement fermes et définitifs, ces engagements (contrats forward) pouvaient entraîner des pertes en opportunité pour l'acheteur ou le vendeur ;
- Il arrivait, enfin, que certaines contreparties fassent défaut.

Il apparaissait donc nécessaire de codifier, d'uniformiser et de rendre fongibles ces contrats commerciaux afin qu'ils puissent être transmis d'un commerçant à l'autre avec un simple endossement.

L'utilisation de cet endossement a accru la flexibilité des échanges et apporté de la liquidité au marché de contrat forward. L'endossement consiste dans ce cas à céder les obligations nées du contrat commercial négocié par les deux parties à un tiers qui les assume (bien entendu, l'endossement peut être le fait de l'acheteur ou du vendeur initial). L'endossement est un processus qui offre une réelle flexibilité.

L'opération d'endossement sera davantage aisée à mettre en place lorsque les caractéristiques des contrats commerciaux sont identiques et connues de tous les producteurs, négociants, industriels, acheteurs et vendeurs potentiels.

Ainsi, les contrats forward relativement standardisés ont émergé, sous l'influence des membres et des gestionnaires des bourses, qui précisent la quantité de biens physiques, la destination de livraison et la qualité négociée.

Ces contrats s'échangeaient spontanément dans les bourses de commerce, entre les différents intervenants qui s'y réunissaient fréquemment, sur ce qui fut plus tard le véritable marché à terme (futures market).

Le développement de contrats standardisés est devenu de plus en plus nécessaire et bien accueilli puisque les premières opérations de couverture contre le risque de prix ont été développées et construites à Chicago, mais particulièrement à Londres.

En fait, à cette époque, les métaux non-ferreux mettaient des mois à parvenir à leurs destinataires. Pendant ce temps, les variations de prix pouvaient bouleverser les prévisions des industriels et des négociants.

Le besoin pour certains opérateurs (notamment les industriels) de se couvrir contre ces variations et les possibilités de gains anticipés par des tiers a donné naissance aux premières opérations de couverture.

Ces transactions impliquent un engagement d'une contrepartie (négociant, producteur ou spéculateur) vis-à-vis d'un acheteur (industriel) pour une durée maximale de trois mois (le temps nécessaire pour acheminer en Angleterre le cuivre de l'Amérique latine ou de l'étain de la Malaisie, le fait que les cours officiels des différents métaux négociés au London Metal Exchange fassent encore aujourd'hui référence à cette échéance est un souvenir des premières transactions de la bourse des métaux de Londres), la marchandise voulue, au prix convenu, au jour stipulé par le contrat<sup>1</sup>.

La contrepartie de l'industriel (le négociant, le producteur ou le spéculateur) assumait le risque de variation des prix et en était rémunérée par un profit. Ces opérations de couverture étaient d'autant plus faciles à réaliser que les caractéristiques des contrats forward sur lesquels les opérateurs s'engageaient étaient standardisées, connues de tous et n'avaient pas besoin d'être établies ou rediscutées à chaque transaction.

Les bourses de commerce où étaient négociés des matières premières (pour livraison immédiate) et des contrats forward non standardisés accueillirent tout naturellement les transactions de contrats standardisés prévoyant une livraison différée des produits physiques.

C'est grâce à ces échanges de contrats forward standardisés qui stipulait une livraison différée des marchandises que se développèrent par la suite les marchés de contrats à terme réglementés, connu sous l'appellation anglaise futures markets.

La négociation de contrats standardisés avec livraison différée des matières premières était une pratique bien répandue aux États-Unis, plus précisément à Chicago vers les années 1860, et aussi quelques années plus tard à Londres aux alentours de 1880<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Mouak, P. (2010). Aluminium and the London Metal Exchange: The Institutional and Financial Specificities of a Futures Market. *Cahiers d'histoire de l'aluminium*, 4445(1), 106-123.

<sup>2</sup> Simon, Y., & Marteau, D. (2017). *Marchés dérivés de matières premières*. EDITION Economica, Paris, p25.

Toutefois, ces transactions, qui se réalisaient dans les bourses de commerce, ont connu une diminution, voir même une disparition. En effet, ces transactions se sont poursuivies et s'effectuent toujours aujourd'hui. Mais en dehors des bourses de commerce. Les raisons principales à ceci sont<sup>1</sup> :

- La plus évidente tient au développement des moyens de communication. Le téléphone, puis le fax, Internet et les systèmes d'information modernes permettent aux acheteurs et aux vendeurs d'être parfaitement informés sans avoir à se déplacer.
- La concentration du commerce dans les mains de quelques sociétés réduit l'intérêt et l'utilité d'une confrontation des offreurs et des demandeurs.
- Quand ils sont enregistrés et diffusés par les soins des bourses de commerce, les prix forward résultant de la négociation de contrats relativement standardisés donnent aux différentes parties intéressées l'information dont elles ont besoin pour effectuer leurs transactions de produits physiques en dehors des bourses de commerce.

Le dénouement des transactions avec livraison différée se traduisait par une livraison réelle de produits physiques. Cette livraison était le fait du vendeur initial ou d'un autre opérateur qui avait endossé le contrat initialement signé par le vendeur et s'était engagé à en respecter toutes les spécifications. La réception et le paiement des marchandises étaient le fait de l'acheteur initial ou d'un autre opérateur qui, ayant endossé lui aussi le contrat, s'était engagé à en respecter toutes les spécifications.

Les transactions avec livraison différée remplissaient simultanément (et remplissent encore aujourd'hui pour les matières premières qui ne disposent pas de véritables marchés de futures) deux fonctions : une fonction commerciale, du fait de la livraison effective de la marchandise et une fonction financière, du fait de la protection contre le risque de prix qu'offre la fixation par avance de la valeur de la transaction.

La création des chambres de compensation (clearing) fut une innovation majeure qui marqua la naissance effective des marchés de contrats à terme et favorisa ultérieurement leur essor. Cet organisme apporte en effet une garantie de premier ordre, une remarquable flexibilité et une liquidité potentiellement illimitée, autant de facteurs qui facilitent le fonctionnement des marchés et le développement des transactions.

---

<sup>1</sup> Mouak, P. (2010). L'aluminium au London Metal Exchange: Les spécificités institutionnelles et financières d'un marché à terme. Cahiers d'histoire de l'aluminium, 44-45(1-2), 106-123.

### **2.1.3. Les éléments de distinctions entre le marché des produits physiques et du marché des contrats futures**

Sur le marché des produits physiques, les transactions entre les acheteurs et les vendeurs prévoient une livraison immédiate ou différée de la matière première. La livraison immédiate est la plus utilisée voir même la plus essentielle, c'est une transaction courante d'achat et de vendre réalisées par les nombreux agents économiques. Concernant la livraison différée, celle-ci renvoie à une transaction ultérieure de la matière première, en d'autres termes, postérieur à la signature de l'acte commercial.

Cette livraison peut être unique ou échelonnée dans le temps. Quand une compagnie achète par exemple 30 000 barils de pétrole, la livraison doit généralement être faite en une cargaison. Toutefois, lorsqu'une agence d'importation d'une économie émergente achète trois millions de tonnes de blés, la marchandise doit se livrer progressivement sur plusieurs intervalles<sup>1</sup>.

Les transactions se réalisant sur des marchandises physiques, la qualité, la fixation du prix, le volume et tous les autres termes du contrat commercial sont naturellement discutés par les parties. Ce n'est pas le cas pour les transactions réglementées sur les marchés de futures.

Ces transactions ne portent pas, en effet, sur des produits physiques, mais sur des engagements fermes et définitifs prévoyant de livrer ou de recevoir, à une échéance spécifique, une certaine quantité de matière première, à un prix fixé lors de leur négociation. Ces engagements déterminent également, et avec beaucoup de précision, la dénomination, la qualité, la quantité, la date et le lieu de livraison ou de réception des marchandises. Seul, le prix est librement négocié. Un marché de contrats futures de matières premières est donc un marché financier. Bien comprendre cette réalité est essentiel pour éviter toute erreur d'interprétation.

Sur le marché où s'effectuent des transactions commerciales, que la livraison soit immédiate ou différée, l'opérateur achète ou vend des matières premières disponibles (dans le cas d'une transaction au comptant) ou qui le seront ultérieurement (dans le cas d'une transaction avec livraison différée).

---

<sup>1</sup> Simon, Y., & Lautier, D. (2001). Marchés dérivés de matières premières et gestion du risque de prix. Edition Economica, Paris, 52.

Un contrat commercial se dénoue par une livraison effective de matières premières. Sur un marché de contrats futures, en revanche, l'opérateur achète ou vend des contrats sans nécessairement posséder la matière première servant de support aux contrats.

Un opérateur peut donc s'engager, en mars, à livrer, pour le mois de septembre, des matières premières qu'il ne possède pas. De la même manière, un opérateur peut s'engager, en février, à prendre livraison, en décembre, de matières premières sans être assuré que son cocontractant possède les produits physiques sans avoir lui-même la volonté d'en prendre réellement livraison.

Si le marché des contrats à terme était un marché de produits physiques, cette situation serait très inconfortable. Elle pourrait même être angoissante pour l'opérateur qui s'est engagé à livrer des physiques qu'il ne possède pas. Heureusement, le marché des contrats à terme (futures markets) n'est pas un marché de produits physiques, mais d'abord et avant tout un marché financier.

#### **2.1.4. Le dénouement d'un contrat futures**

Tout contrat acheté ou vendu se dénoue au plus tard à son échéance. L'originalité des contrats futures est d'offrir deux possibilités : la livraison effective ou la compensation<sup>1</sup>.

##### **2.1.4.1. Le dénouement par livraison effective**

La manière a priori la plus simple de dénouer un contrat est d'en remplir les obligations en livrant ou en prenant livraison de la marchandise sous-jacente. Cette méthode est en fait peu pratiquée, car elle est lourde et assez coûteuse et peu justifiée dans la plupart des cas. Elle est également contraignante, car les matières premières livrées doivent être conformes aux caractéristiques de qualité (standardisées parfois à l'extrême) spécifiées par les contrats. Pour éviter toutefois une grande rigidité, il est souvent prévu que la qualité des produits livrés puisse différer de celle mentionnée dans les contrats.

Quand la qualité de la marchandise livrée est supérieure à celle prévue par le contrat, le vendeur reçoit une prime ; quand elle est inférieure, il verse une prime. Le montant de ces primes et les différences de qualité sont déterminés avec précision par le contrat lui-même.

---

<sup>1</sup> Lautier, D., & Simon, Y. (2004). La volatilité des prix des matières premières. Revue d'économie financière, 74, 45-84.

Cette souplesse est indispensable lorsque les matières premières négociées à terme sont difficiles à standardiser.

Dans le cas des produits pétroliers, les responsables du New York Mercantile Exchange et d'ICE Futures Europe (une bourse implantée à Londres et achetée par Intercontinental Exchange) ont mis en place des procédures qui évitent les difficultés associées à la livraison effective de la matière première servant de support aux contrats<sup>1</sup>. Ces procédures ne sont pas spécifiques aux produits pétroliers. Elles sont également utilisées pour la livraison de nombreuses matières premières.

#### **2.1.4.2. Le dénouement par compensation**

Dans la quasi-totalité des cas, le dénouement d'un contrat à terme ne recourt pas à une livraison de produits physiques. Il se fait par une compensation. Pour ce faire, l'opérateur qui détient une position vendeuse pour une certaine échéance achète un nombre identique de contrats pour le même terme. De la même façon, l'opérateur qui détient une position acheteuse vend pour la même échéance un nombre de contrats correspondant au montant de sa position initiale. Cette compensation est facilitée par la standardisation des contrats. Cette manière d'exécuter les obligations initialement contractées est la grande originalité des marchés de futures. La présence d'une chambre de compensation permet à l'opérateur d'encaisser ou de déboursier la différence entre les prix des deux transactions sans devoir intervenir sur le marché au comptant.

Nous pouvons alors nous questionner sur les raisons de certains opérateurs qui interviennent sur les marchés à terme. Où se demander sur les motivations les poussant à acheter ou à vendre des contrats qui sont compensés par une transaction inverse avant l'arrivée de l'échéance. La réponse de certains observateurs suggère que les opérateurs sont des spéculateurs qui vendent et achètent des contrats sans posséder ou vouloir acquérir à l'échéance les produits physiques correspondant aux contrats négociés.

Ils compensent en conséquence leurs engagements avant l'arrivée du terme pour recevoir (quand ils font des profits) ou verser (quand ils enregistrent des pertes) une somme égale à la différence entre le prix d'achat et le prix de vente. Qu'il y ait sur un marché à terme des opérations de spéculation est une réalité, d'une part, une nécessité, d'autre part, mais toutes les études établissent que les transactions à terme n'ont pas eu la spéculation pour premier objectif.

---

<sup>1</sup>Simon, Y. (2014). Les 100 mots des marchés dérivés. *Edition Que sais-je, Paris*, 52.

Ce sont les opérations de couverture dont l'objectif est d'offrir une protection contre le risque de prix qui sont à l'origine des marchés à terme<sup>1</sup>.

### **2.1.5. Les éléments de distinction entre les contrats futures et les contrats forward**

Les opérations sur le marché des produits physiques prévoyant une livraison différée des matières premières ne sont pas assimilables aux transactions sur les marchés réglementés de contrats à terme dotés d'une chambre de compensation. Pourtant, pour des opérations fondamentalement différentes, la langue française utilise des expressions similaires : marché à terme et opérations à terme. La langue anglaise est beaucoup plus explicite.

Lorsqu'il est question de transactions prévoyant une livraison différée de produits physiques, elle utilise la notion de forwardmarket et de forward transactions. Par contre, lorsqu'il est question de transactions sur des marchés financiers de contrats à terme, elle parle de futures market et de futures transactions. Dans les transactions à terme, qu'il s'agisse d'un contrat futures ou d'un contrat forward, le prix est déterminé lors de la négociation du contrat, mais la livraison et le paiement sont différés jusqu'à l'expiration de la transaction<sup>2</sup>.

Les opérations à livraison différée (opérations forward) sont réalisées sur le marché physique des produits. Ils sont liés à des actifs réels non standardisés. Chaque transaction est spécifique. La spécificité porte sur la quantité échangée, les délais de livraison et de paiement, la qualité négociée et les délais de livraison. L'absence de standardisation permet aux opérateurs de répondre pleinement aux besoins spécifiques de leurs cocontractants, mais elle supprime automatiquement toute liquidité sur le marché.

La négociation sur le marché des contrats futures s'effectue sur des actifs standardisés. La standardisation porte sur la quantité du contrat, la qualité et les caractéristiques de la matière première sur laquelle il repose<sup>3</sup>, la date échéance de la transaction, les procédures de dénouement en cas de livraison effective de la marchandise etc. Cette standardisation permet l'homogénéisation des contrats et des transactions, augmentant ainsi la liquidité du marché à terme. Les contrats futures et les contrats forward présentent cinq différences fondamentales<sup>4</sup> :

- La standardisation des contrats futures échangés sur les marchés financiers est essentielle en termes de quantité, de qualité, de date de livraison et de lieu de livraison, mais elle tend à diminuer.

---

<sup>1</sup> Lautier, D. (1998). Les opérations de Metallgesellschaft sur les marchés à terme de produits pétroliers : Spéculation ou couverture ? Finance-Contrôle-Stratégie, 1, 107-129.

<sup>2</sup> Priolon, J. (2018). Les marchés financiers de matières premières. Edition ISTE, London, p26.

<sup>3</sup> Ibid

<sup>4</sup> Simon, Y., & Marteau, D. (2017). Marchés dérivés de matières premières. Edition Economica, Paris, p23.

Pour les contrats forward, en revanche, il n'y a pas de standardisation toutes les caractéristiques du contrat négocié sont précisées par les cocontractants, mais la tendance à la standardisation se fait de plus en plus sentir.

- Le dénouement par la livraison réelle des biens commercés est une règle presque toujours suivie par les contrats forward. Le mode de mise en œuvre spécifique est responsable et initié par deux contractants. Avec les contrats futures, en revanche, la livraison physique de l'actif sous-jacent est inaccoutumée. En moyenne, il s'agit de moins de 2 % de tous les contrats à terme négociés et enregistrés par les Clearing House (les chiffres extrêmes sont de 0,5 % et 5 %, selon les auteurs des études, les périodes et les matières premières)<sup>1</sup>. Cependant, Il peut y avoir des exceptions pour des échéances données et des produits particuliers). Lorsqu' il y a une livraison, les conditions exactes sont presque toujours contrôlées par la Clearing House.

- La liquidité des contrats à terme négociés en bourse est très élevée du fait de la standardisation de ces contrats, de l'existence de chambres de compensation et de l'existence de marchés secondaires. D'autre part, en raison de l'absence de marchés secondaires réglementés et de chambres de compensation et de standardisation, les contrats forward ont une liquidité presque nulle, mais il est toujours possible que deux parties puissent annuler le contrat à terme qu'elles ont signé en versant éventuellement un dédommagement en guise de compensation.

- Les conditions d'achat et de vente des contrats futures imposent à l'ensemble des intervenants, qu'ils soient acheteur ou vendeur, de s'acquitter d'un dépôt de garantie (initial margin) auprès de la chambre de compensation et tout appels de marge si nécessaire, ce montant est fixé en fonction de l'ampleur de la fluctuation des cours<sup>2</sup>. Ces règles prudentielles visent à protéger la chambre de compensation des conséquences d'une éventuelle défaillance d'un acheteur ou d'un vendeur du contrat à terme. Par contre, pour les contrats forwards en l'absence d'une chambre de compensation, les transactions n'exigent aucun dépôt de garantie, ni appel de marge en cas d'évolution défavorable des prix et du fait que les contractants se connaissent de manière générale.

---

<sup>1</sup> Simon, Y. (1984). Les marchés à terme de produits pétroliers. *L'Actualité économique*, 60(3), 375-406.

<sup>2</sup> Declerck, F., & Portier, M. (2009). Comment utiliser les marchés à terme agricoles et alimentaires. Edition GUIDES France Agricole, Paris, p29.

Toutefois, il est possible que l'un ou l'autre impose à la signature du contrat le versement d'une somme d'argent correspondant à une fraction du montant de l'opération.

- Les contrats à terme négociés sur des marchés organisés et les contrats à terme de gré à gré sont des instruments de couverture du risque de prix. Cependant, bien que ces derniers remplissent la même fonction économique, il y a lieu de rappeler que ces deux instruments sont assez différents. Pour les contrats futures, les protections ne sont jamais irréprochables, car la standardisation empêche de les adapter précisément aux besoins de chaque opérateur. Ce qui n'est pas le cas des contrats forward. En effet, il est possible sur ce marché d'établir une couverture précisément ajustée aux exigences de chaque opérateur. D'un autre côté, la standardisation des futures additionnée à l'existence d'une chambre de compensation offre une grande flexibilité et accorde à l'opérateur la possibilité de liquider une couverture qui s'avère inutile.

Cette souplesse n'existe pas avec les contrats forward, car ils ne donnent pas lieu à négociation, en partie à cause du manque de stabilité, et en partie parce qu'il n'y a pas de chambre de compensation. Au total, si la couverture offerte par les contrats futures n'est jamais complète, elle est réversible et moins coûteuse que la couverture offerte par les contrats forward.

Certains utilisateurs avancent parfois le contraire, préférant utiliser des produits de gré à gré, invoquant le coût des futures nécessitant le dépôt de garantie et les appels de marge. Notre point de vue est que la facilité est l'élément majeur en faveur du trading OTC. Les trésoriers d'entreprise recourent à des banques. Elles agissent en tant que négociant et sont responsable de l'administration de la couverture. La décharge de ces tâches vis à vis du trésorier vaut bien la peine du versement d'une commission au profit de la banque.

La catégorisation existante entre les contrats forward et futures est plus au moins réduite en termes de rigueur et de rigidité avec la mise en place de plusieurs réformes, aux États-Unis le Dodd-Frank Act<sup>1</sup> et le règlement EMIR en Europe<sup>2</sup>. L'ensemble des instruments dérivés standardisés échangés sur le marché de gré à gré doivent ainsi être garantis par une chambre de compensation.

---

<sup>1</sup>Le "Dodd-Frank Act" est une loi américaine votée en 2010 sous la présidence de Barack Obama à la suite de la crise bancaire et financière mondiale de 2008. Elle vise à assurer une vaste réforme dans le secteur financier et bancaire, la protection des consommateurs mais aussi dans la gouvernance des entreprises.

<sup>2</sup>Mis en place en 2012, le règlement européen EMIR a introduit de nouvelles obligations pour les acteurs intervenant sur les marchés de produits dérivés : contreparties financières ou non-financières effectuant une transaction sur ces marchés, chambres de compensation ou référentiels centraux.

Les contrats négociés sur les marchés dérivés étant standardisés, chacun de ces contrats disposent de ses propres particularités qui diffèrent de celles des autres contrats. Le tableau n° 8 expose, à titre illustratif, les principales caractéristiques de trois contrats pétroliers négociés à New York Mercantile Exchange.

Les caractéristiques de ces contrats ne sont pas indéfiniment établies. Elles évoluent dans le temps pour s'accommoder aux changements des pratiques et des besoins commerciaux. Ces évolutions sont déterminées par les représentants des marchés financiers après consultation des professionnels qui utilisent, négocient, produisent ou consomment les matières premières servants de sous-jacent.

**Tableau N°8 : Les principales caractéristiques des contrats pétroliers négociés au New York Mercantile Exchange**

Caractéristiques	Fioul domestique	Essence	Pétrole brut
Volume	1 000 barils	1 000 barils	1 000 barils
Echelon minimal de cotation	0,0001 dollar par gallon, soit 4.2 dollars par contrat	0,0001 dollar par gallon, soit 4.2 dollars par contrat	0,01 dollar par baril, soit 10 dollars par contrat
Dernier jour de transaction	Dernier jour ouvrable du mois précède le mois de livraison	Dernier jour ouvrable du mois précédant le mois de livraison	3 jours ouvrables avant le 25 du mois précédant le mois de livraison
Point de livraison	New York	New York	Cushing dans l'Oklahoma
Echéances	Echéances mensuelles pour l'année en cours et les trois années suivantes	Echéances mensuelles pour l'année en cours et les trois années suivantes	Echéances mensuelles pour l'année en cours et les cinq années suivantes. Echéances semestrielles (juin et décembre) au-delà de la sixième année et jusqu'à la neuvième année incluse.
Horaires de négociation	Transactions sur globex et Clearport : Dimanche- vendredi 6.00 p.m.-5.00p.m. (Eastern Time) avec une interruption quotidienne de 60minutes débutant à 5.00 p.m.	Transactions sur globex et Clearport : Dimanche- vendredi 6.00 p.m.-5.00p.m. (Eastern Time) avec une interruption quotidienne de 60minutes débutant à 5.00 p.m.	Transactions sur globex et Clearport : Dimanche- vendredi 6.00 p.m.-5.00p.m. (Eastern Time) avec une interruption quotidienne de 60minutes débutant à 5.00 p.m.

Source : Simon, Y. & Marteau, D., « Marchés dérivés de matières premières », EDITION Economica, Paris, 2017,

P26.

### **2.1.6. Les différents prix des matières premières (le prix au comptant et le prix à terme)**

Au niveau des marchés à terme et des marchés au comptant de matières premières, se déterminent des prix différents, mais corrélés. Le prix spot déterminé sur le marché au comptant est le prix auquel se négocient les produits physiques pour livraison immédiate. Il y a autant de prix que de qualités et de lieux d'échange<sup>1</sup>.

Le prix spot le plus important est le prix des matières premières disponibles dans des entrepôts approuvés par le marché financier qui répondent aux spécifications requises pour être livrés à date stipulé dans le contrat. Les prix spot représentent l'état du marché pour une transaction particulière à un emplacement géographique particulier et à un moment particulier. Étant donné que les transactions au comptant sont uniques et aléatoires, elles reflètent les conditions d'un marché à un instant  $t$  de manière opportune et locale sans qu'il ne soit nécessaire de prévoir les conditions futures<sup>2</sup>.

Également, toute transaction avec livraison à terme conduit à la formation d'un prix. Il existe autant de prix forward que de transactions sur des contrats forward. En effet, n'étant pas soumis à la standardisation, chacune d'elles présentent ses propres caractéristiques et donc son prix.

Le prix futures est le prix auquel se négocie un contrat à terme standardisé. Il y a autant de prix que d'échéances pour lesquelles des contrats sont achetés et vendus. Le prix à terme représente la valeur d'une transaction établie à une date  $t$  antérieure à la date de livraison du produit physique.

En tant que tel, il est parfois considéré comme une anticipation des prix au comptant prochains. Bien évidemment, cette anticipation est conditionnée à l'information disponible à une période spécifique. Par conséquent, les prix à terme peuvent changer à mesure que de nouvelles informations deviennent disponibles.

Cette évolution du prix à terme devient plus certaine que le terme est espacé.<sup>3</sup> Les prix à terme fournissent une appréciation du prix comptant futur davantage proche de la réalité du marché que quand l'échéance du contrat est courte, car il y a moins d'incertitude sur les conditions de l'offre et de la demande qui doivent prévaloir au moment de la livraison.

---

<sup>1</sup> Simon, Y. (1984). Les marchés à terme de produits pétroliers. *L'Actualité économique*, 60(3), 375-406.

<sup>2</sup> HANSEN, J-P., PERCEBOIS, J. (2019). *Op.Cit.*, P111.

<sup>3</sup> Lautier, D., & Simon, Y. (2004). La volatilité des prix des matières premières. *Revue d'économie financière*, 74, 45-84.

Ce phénomène est dû à l'existence d'une passerelle entre le marché des produits physiques et le marché des contrats futures. La passerelle établit un lien entre les prix spot et les prix à terme et permet ainsi une possibilité de propagation des chocs d'un marché à l'autre, tout au long de la courbe des prix<sup>1</sup>.

Nous pourrions nous demander à ce stade quel est l'importance des prix à terme. Toutefois, ces derniers ont une multitude d'usage, ils permettent de faire valoir les livraisons différées, d'optimiser la gestion des stocks, et particulièrement de soutenir les opérations de couverture. De plus, les prix à terme étant une information publique, difficilement manipulable, ils servent souvent de base à la valorisation des contrats sur les marchés physiques, qu'il concerne des transactions avec livraison immédiate (prix spot) ou des transactions avec livraison différée (prix forward).

Au centre de la relation entre les prix des matières premières se trouvent les prix futurs, bien que les prix forward impliquent également des considérations inter-temporelles. Il y a deux raisons à cette affirmation<sup>2</sup>. Premièrement, contrairement aux prix forward, les prix futures se réfèrent à des transactions standardisées en termes de quantité, de date d'échéance et de date de livraison. Ainsi, les comparaisons inter-temporelles sont facilitées.

La seconde raison, c'est que les prix futures étant publics donc libre d'accès, gratuit et pratiquement impossible à manipuler. S'ils étaient manipulables, le marché à terme risquerait sa disparition. Ces spécificités (standardisation, disponibilité, et le caractère gratuit et public de ces prix futures) ne peuvent être acquises pour les prix et transactions forward, en effet aucune prérogative n'oblige les utilisateurs du marché à terme de gré à gré à dévoiler les spécificités des contrats qu'ils réalisent.

Par conséquent, la transparence des prix forward ne peut être garantie. Souvent, les prix futures sont confondus avec les prix forward. Cela ne devrait pas être le cas, car le contrat forward est négocié sur un marché libre de gré à gré, contrairement aux contrats futures qui sont négociés sur un marché financier officiel par l'intermédiaire d'une chambre de compensation<sup>3</sup>. Cette confusion est le résultat d'une détermination du prix rapproché.

---

<sup>1</sup>Lautier, D. (2004). La structure par terme des prix des matières premières [Doctoral dissertation, Université Paris Dauphine-Paris IX]. P.144.

<sup>2</sup> Simon, Y., & Marteau, D. (2017). Marchés dérivés de matières premières. EDITION Economica, Paris, p35.

<sup>3</sup>Lautier, D., & Simon, Y. (2004). La volatilité des prix des matières premières. Revue d'économie financière, 45-84.

## **2.2. Les contrats d'option sur matières premières**

Les options sont des instruments dérivés avec de nombreuses ingéniosités. Nous en garderons deux. La première est que les options sont des instruments asymétriques<sup>1</sup>. L'autre raison est que les options sont négociées à la fois sur des marchés de gré à gré et sur des marchés organisés avec des chambres de compensation.

A l'inverse des contrats à terme, les options ne représentent pas des engagements fermes et irrévocables. Un contrat d'option consiste à détenir un droit et non pas une obligation.

En d'autres termes, la détention d'une option, représente la détention d'un droit, de pouvoir vendre ou d'acheter le produit sur lequel porte l'option à l'issue de l'échéance. Ainsi, une option diffère des contrats fermes tels que les futures et les forward, en ce que sa détention n'entraîne nullement l'obligation d'exécution du contrat. Les produits optionnels ne datent pas d'aujourd'hui. Leur utilisation revient aux prémices de la constitution du système financier. Cependant, c'est durant l'année 1973, qu'elles ont acquis le caractère de négociabilité ce qui a favorisé leur développement par la suite<sup>2</sup>.

Les contrats d'option sont le fruit de leurs utilisateurs qui désiraient répondre à un besoin de se prémunir contre le risque de prix, mais qui étaient incertains sur l'évolution à venir des cours, et ne souhaitaient pas en même temps manquer complètement une éventuelle évolution avantageuse qu'ils n'ont pas su prévoir. Leur objectif consiste également à répondre à un besoin spéculatif et d'arbitrage pratiqué par certains opérateurs qui cherchent à réaliser des gains en profitant des risques et des écarts injustifiés des prix relatifs aux biens sur lequel porte le contrat d'option.

### **2.2.1. Définition et caractéristiques des options**

L'option donne à son détenteur le droit d'acheter ou le droit de vendre le sous-jacent de l'option, à un prix prédéterminé et présenté comme le prix d'exercice. Si l'option confère à son porteur la possibilité d'acheter le sous-jacent, cela fait donc référence à une option d'achat, connue également sous le nom de « call » sur le marché anglo-saxon. En revanche, quand l'option confère à son porteur la possibilité de vendre le sous-jacent, nous parlons d'une option de vente connue sous l'expression anglo-saxon « put »<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup>Cougnaud, B. (2007). Les options, instruments de couverture asymétrique. In L'Univers des Risques en Finance (pp. 181-193).

<sup>2</sup>Jacquillat, B., Solnik, B., & Pérignon, C. (2014). Marchés financiers-6e éd: Gestion de portefeuille et des risques. Edition Dunod, Paris, p 285.

<sup>3</sup> Pilverdier-Latreyte, J. (1987). Le marché financier français. Edition Economica, Paris, p218.

Les opérations impliquant des options mettent l'acheteur et le vendeur face à face. Pour les droits conférés par les options. L'acheteur verse au vendeur un montant immédiat, que l'option soit exercée ou non. Ce montant que reçoit le vendeur initial représente la prime (premium). Le prix d'exercice est le prix auquel l'acheteur d'une option d'achat (ou l'acheteur d'une option de vente) peut acquérir (ou vendre) le support de l'option.

Le « strike » ou « exercice price » sont les terminologies anglo-saxonnes utilisées pour faire référence au prix d'exercice. L'option dispose d'une échéance qui représente la date limite à laquelle l'option peut être exercée. C'est le jour où le contrat optionnel entre les deux parties (acheteur et vendeur) prend fin.

Ainsi, les principaux points qui caractérisent une option sont la nature de l'opération (option d'achat ou de vente), le prix d'exercice de l'option, son échéance et la prime. L'opérateur qui souscrit à une option d'achat peut décider d'exercer son droit optionnel (lui permettant d'acquérir l'actif sous-jacent), toutefois ce dernier n'est absolument pas contraint à le faire. Il peut tout simplement laisser expirer l'option ou la revendre. Par contre, le vendeur qui est face à l'option d'achat qui est sur le point d'être exercée, se trouve dans l'obligation incontournable de livrer l'actif sous-jacent sur lequel porte l'option au prix convenu sans avoir le choix de s'y dérober.

Cette logique s'applique de la même manière à une option de vente. L'acheteur du « Put » peut prendre la décision de l'exercer, en d'autres termes, céder le sous-jacent servant de support au put, sans avoir la contrainte de le faire. Il peut simplement opter pour l'abandon du put. Ainsi, dans le cas où l'acheteur du put exerce son option, le vendeur, au contraire, n'aura pas d'autres choix que d'acquérir l'actif sous-jacent au prix d'exercice convenu sur lequel porte l'option de vente.

### **2.2.2. Les différents types d'options**

De nombreuses typologies d'option existent, mais pour des raisons de simplification nous décidons de proposer les classifications les plus répandues. Une classification se basant sur la date d'exercice de l'option et une autre se basant sur la nature du sous-jacent de l'option.

### **2.2.2.1. Les options et la date d'exercice**

La classification des options selon leurs dates d'exercice mène à la distinction entre deux options, les options dites "américaines" et les options dites "européennes"<sup>1</sup>. Cette appellation n'est nullement le lieu où une référence à la place géographique de la négociation des options. Des transactions d'options européennes se déroulent aux États-Unis, et *vice-versa*, des transactions sur options américaines se déroulent sur le marché européen. La séparation faite entre options américaine et européenne résulte uniquement sur la date à laquelle le détenteur de l'option a la possibilité de l'exercer.

L'option américaine peut être exercée à tout moment, à compter du premier jour de la signature du contrat et jusqu'au dernier jour de l'échéance de celui-ci. L'option européenne, par contre, ne peut être exercée qu'à son échéance. Le principal avantage de l'option européenne est pour le vendeur de celle-ci, qui est alors protégé de toute exécution anticipée malgré une situation favorable se présente pour l'acheteur.

### **2.2.2.2. Les options selon la nature du sous-jacent**

Les options peuvent porter sur plusieurs types d'actifs et ceux quelle que soit sa date d'exercice. En effet, le support concerné par l'option peut être un contrat à terme négocié sur un marché boursier ou faire référence à une matière première négociée sur un marché physique.

La première catégorie s'échange sur des marchés organisés où les opérations sont garanties par la présence d'une chambre de compensation. Ce sont principalement des instruments homogènes et standardisés répondant une réglementation rigoureuse imposée par ce type de marché.

L'avantage de ces options négociées sur les marchés organisés est que toute transaction est garantie par la chambre de compensation qui assure la position initiale des deux parties (acheteur et vendeur) ainsi tout risque de défaillance de l'option est éliminé. L'autre avantage de ces options est la présence d'un marché secondaire qui permet d'assurer la liquidité de l'instrument. Ainsi, l'acheteur et le vendeur de l'option peuvent annuler ou inverser leur position à tout moment<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup>Priolon, J. (2018). Les marchés financiers de matières premières. Edition ISTE Group, Paris, p68.

<sup>2</sup> Couret, A., Le Nabasque, H., Coquelet, M.-L., et al. (2013). Droit financier. Edition Dalloz, p383.

Les options qui portent sur les matières premières échangées de gré à gré sur un marché au comptant ne profitent pas de l'assurance apportée par la chambre de compensation. Ces options sont négociées directement entre l'acheteur et le vendeur sans intermédiaire ce qui leur confère un caractère de sur-mesure répondant parfaitement aux critères des cocontractants. Ici, le caractère de standardisation n'est donc pas appliqué, de même pour la négociabilité de l'option.

Par conséquent, l'indisponibilité d'un marché secondaire prive les détenteurs de ces options de la simplicité de toute modification de stratégie pouvant être nécessaire en cas d'évolution des circonstances du marché de l'actif support. En effet, lorsque l'un des utilisateurs de ces options souhaite modifier sa position par la vente ou l'achat d'autres options, il est face à une seule possibilité qui est de revenir à son cocontractant qui lui a cédé ou souscrit les options initiales. Ce changement de stratégie engendre également un coût, qui se présente sous forme d'une somme à verser en guise de dédommagement.

Concernant la procédure de dénouement des options, cela dépendra également de l'actif sous-jacent sur lequel il va porter. Lorsque l'option porte sur des matières premières et que la nature de la transaction concerne une option d'achat, ici l'acquéreur de l'option achètera au prix d'exercice auparavant définie les quantités de matières premières qui seront livrées par le vendeur de cette option. Pour l'exercice d'une option de vente, ici, l'acheteur de cette option va livrer les quantités de matières premières au prix d'exercice fixé par les deux parties préalablement.

Lorsqu'il s'agit d'options qui portent sur des contrats à terme, l'exercice de l'option d'achat engagera l'acheteur à prendre une position acheteuse sur le marché boursier à terme. Compte au vendeur du call sera parallèlement en position vendeuse d'un futures. Par ailleurs, l'acheteur d'un put se trouvera en position vendeuse sur le marché à terme. Le vendeur du put sera compte à lui en position acheteuse par rapport au contrat à terme.

Historiquement, il y a lieu de souligner que les premières négociations d'option sur les matières premières n'ont pas été réalisées sur des marchés financiers. En effet, c'est au Moyen Age que les premiers contrats optionnels voient le jour sous forme de véritables transactions. Elles servaient dans des opérations commerciales et financières entre des banquiers italiens, les marchands hollandais et industriels européens<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Simon, Y., & Marteau, D. (2017). *Marchés dérivés de matières premières*. Edition Economica, Paris, p39.

Pour les options sur contrat à terme de commodité négociée en bourse ont été initiées pour la première fois par le Chicago board trade<sup>1</sup>. Cependant, pour celles qui portent sur des commodités physiques une loi est venue abolir leur négociation 1936, il s'agit du Commodity Exchange Act<sup>2</sup>. Cette réglementation a pour objet de limiter certaines transactions sur matières premières qui sont jugées comme étant à la base d'une manipulation de cours initiée par quelques intervenants sur les marchés à terme.

Par la suite, les instruments d'option sur contrats à terme furent autorisés par les autorités de régulation du marché à terme américain en 1982. La seule exigence imposée pour le recours à ce type de produit dérivé est de ne pas adosser l'option à une denrée alimentaire cultivée aux Etats-Unis. Ainsi, la première utilisation d'un produit optionnel a porté sur un contrat à terme de sucre roux<sup>3</sup>. La limitation imposée a rapidement été résiliée, les opérateurs ont alors pu adosser les options à l'ensemble des contrats à terme.

Malgré l'introduction de ce type d'instrument dérivé sur matières premières, le recours à ce dernier n'a pas été très répondu. C'est à partir des années 2000, aux Etats-Unis que le volume des transactions sur options adossées à des contrats de matières premières fut important. En revanche, très peu d'opérations de ce genre ont été initiées à l'extérieur des marchés américains.

L'autre marché financier qui a réussi à mettre en place la négociation d'option sur contrat à terme sur les produits de base est le London Metal exchange. Par la suite, ces dix dernières années, les choses ont largement évolué. La plupart des marchés à terme dans les pays développés disposent d'un compartiment réservé aux options sur contrat à terme de matières premières.

Aux Etats-Unis, les opérations sur les marchés à terme des produits de base arrivent à atteindre 15 à 30 % des volumes des échanges sur l'ensemble des contrats à terme<sup>4</sup>. Dans les pays européens, la situation est peu propice. C'est essentiellement des transactions qui se concentrent sur les produits énergétiques tels que le pétrole, le gasoil, ou sur des métaux non ferreux tels que le cuivre, l'aluminium, le zinc... pour les produits agricoles, c'est pratiquement le blé et le cacao qui se sont répondu.

---

<sup>1</sup> Lautier, D., & Simon, Y. (2004). La volatilité des prix des matières premières. *Revue d'économie financière*, 45-84.

<sup>2</sup> Lecocq, P.-E., & Courleux, F. (2011). Vers la définition d'un nouveau cadre de régulation des marchés dérivés de matières premières agricoles. Centre d'Etudes et de Prospective Document de travail, (3).

<sup>3</sup> Simon, Y., Marteau, D., Op.Cit., P40.

<sup>4</sup> Ibid.

Les autres pays du globe ne sont pas adeptes de ces instruments et les seules options sur contrats à terme incorporés à leur marché sont presque inutilisables. En Chine, par exemple, les autorités n'ont pas approuvé les échanges d'options sur contrats à terme de matières premières. Toutefois, les choses sont susceptibles d'évoluer.

Par ailleurs, les contrats d'options qu'ils soient échangés de gré à gré ou à travers des marchés réglementés, arrivent à procurer des faveurs similaires. Au niveau de la partie opérationnelle des transactions, des distinctions entre les deux produits existent. Cependant, elles ne changent pas les fondements de couverture et les procédés de la gestion du risque de prix.

### **2.3. Les instruments dérivés négociés de gré à gré**

Les principaux instruments financiers à terme qui portent sur les matières premières négociées au tout début étaient des contrats forward qui se faisaient de gré à gré avant même la mise en place de clearing. Bien que les forward soient toujours utilisés, d'autres produits à terme plus réglementés sont apparus, à savoir les futures. A compter de 1981, les produits dérivés échangés de gré à gré se sont répandus rapidement, les principales raisons de cet essor sont assez élémentaires<sup>1</sup>.

Les produits échangés sur les marchés réglementés disposant d'une chambre de compensation ont une spécificité universelle, généralement déplaisante, c'est le fait qu'ils soient standardisés. Pour être parfaitement liquide, les contrats à terme et optionnels doivent comprendre des caractéristiques étroitement similaires.

Cette homogénéité des contrats n'est pas sans désagrément. Les exigences des utilisateurs ne coïncident pas forcément en termes de valeur ou d'échéance souhaitaient dans les contrats. Ainsi, pour répondre à ces besoins de plus en plus spécifiques des négociants les banques d'affaires et d'investissement ont proposé des instruments de gestion de risque plus adaptés qui s'échangent en dehors des marchés organisés.

Les institutions financières étaient davantage prédisposées à fournir des produits financiers sur-mesure aux entreprises, aux fonds de pension, aux compagnies d'assurance, aux fonds commun de placement, aux caisses de retraite...Celles-ci ont bien discerné le développement au sein des marchés organisés des moyens de couverture du risque de prix qui était en partie mal appréhendé.

---

<sup>1</sup> Simon, Y. (2014). Les 100 mots des marchés dérivés. Edition Que sais-je, Paris, p54.

Les instruments de gré à gré ont enregistré un essor fulgurant principalement dans la période des années 80 jusqu'à 2008. Au lendemain de la crise financière mondiale des évolutions en termes de régulation des produits dérivés ont apporté des changements dans le fonctionnement des marchés à terme<sup>1</sup>.

Deux principales catégories d'instruments dérivés sont échangées de gré à gré : les produits fermes et les contrats d'option. Le fait que ces derniers sont dénués du caractère d'uniformité une typologie exhaustive n'est pas aisée à constituer. La difficulté d'élaboration de la typologie porte également sur la conception des produits qui s'établit en fonction des attentes individuelles des intervenants des marchés de gré à gré (chaque transaction est propre à ses deux contractants).

### **2.3.1. Les instruments fermes négociés sur les marchés de gré à gré**

Le swap est l'instrument par excellence du marché de gré à gré qui est utilisé par ses intervenants en vue de se procurer une couverture par rapport au risque inhérent à la volatilité des prix des matières premières.

Il ne représente évidemment pas l'unique produit échangé de gré à gré. Les contrats forward que nous avons déjà cité plus haut est également l'un d'eux, il est principalement utilisé pour les commodités ne donnant pas lieu à un échange sur les marchés boursiers. Un contrat forward est un accord de vente ou d'achat entre deux contreparties qui consiste à fixer la transaction d'un actif (commodité) à une date ultérieure et à un montant et une quantité définis à l'avance.

Cette interprétation nous montre clairement que les produits forward accomplissent une mission financière qui est la gestion du risque de prix et une mission commerciale qui fait référence à la livraison réelle de la matière première.

Le swap est assez particulier par rapport aux autres instruments, car il s'agit d'un échange de flux financiers et non d'une transaction à terme donnant lieu à une livraison de bien physique. Les swaps sont apparus essentiellement vers les années 1980 dans l'objectif de fournir une couverture contre le risque de prix<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Brouillou, G. (2018). La gestion du risque de contrepartie en matière des dérivés de gré à gré : approche juridique [Doctoral dissertation, Paris 1].

<sup>2</sup> Chancellier, E. (2021). Chapitre 6. Les swaps. In Finance de marchés (pp. 115-128).

Un swap est un contrat par lequel deux contreparties s'engagent pour une durée prédéterminée à réaliser un échange de flux financiers qui correspondent à un prix variable contre un prix fixe. En d'autres termes, un contractant est tenu de verser à sa contrepartie un prix variable et à obtenir en échange un prix fixe. Et inversement<sup>1</sup>.

Un swap de matière première échange une certaine quantité de matières premières à prix fixe contre la même quantité, mais à prix variable<sup>2</sup>. Dans le cas où le swap se concrétiserait par des versements de flux financiers, nous pouvons le décrire comme un engagement signé entre deux opérateurs qui conçoivent le paiement régulier de sommes égales à la différence nette entre un prix constant et un prix fluctuant, pour une quantité déterminée d'une commodité particulière tout au long de la validité de l'engagement.

### **2.3.2. Les options et les actifs de nature optionnelle négociés de gré à gré**

Contrairement aux swaps et aux contrats à livraison différée, les options sont des actifs asymétriques. L'asymétrie résulte du fait que l'acheteur n'exercera l'option que s'il estime que cela est dans son intérêt. Il ne sera jamais obligé de le faire. Le deuxième élément d'asymétrie concerne les vendeurs d'options. Ces derniers dépendent du choix d'exercice ou pas de l'acheteur<sup>3</sup>. L'acheteur paie une prime pour compenser cette asymétrie et compenser le risque pris par le vendeur.

Selon le niveau de sophistication, nous pouvons classer les options en deux principales catégories. Les options classiques ou de première génération (plain vanilla option) qui a la spécificité de pouvoir être échangées sur les marchés de gré à gré et sur les marchés réglementés avec l'intervention du clearing<sup>4</sup>.

Pour s'adapter à l'évolution des exigences des intervenants des marchés à terme, les institutions financières ont dû apporter des transformations à l'option traditionnelle. Ces options exotiques, connues également sous l'appellation des options de deuxième génération sont essentiellement échangées de gré à gré. A l'instar des options asiatiques introduites par le marché à terme de Londres (London Metal Exchange)<sup>5</sup>.

---

<sup>1</sup> Priolon, J., Op. Cit., P. 49.

<sup>2</sup> Sociétal. (2008). Analyses mensuelles des réalités économiques et sociales (Numéros 60 à 62). Institut de l'Entreprise, p89.

<sup>3</sup> Gillet, R., & Hubner, G. (2019). La gestion de portefeuille: instruments, stratégie et performance. Editions De Boeck, Paris, p274

<sup>4</sup> Antoine, J., & Capiou-Huart, M.-C. (2015). Dictionnaire des marchés financiers. Editions De Boeck, Paris, p410.

<sup>5</sup> Simon, Y. (2014). Les 100 mots des marchés dérivés. Editions Que Sais-Je, Paris. P73.

Les contrats d'option exotiques négociés sur le marché de gré à gré ne sont pas les seuls actifs contingents. En effet, d'autres instruments de nature optionnelle, font l'objet de transaction sur les marchés à terme de gré à gré, à savoir les swaption, le floor, le cap, le collar<sup>1</sup>.

Le cap est un contrat de nature optionnelle, il permet à son détenteur d'être couvert contre une augmentation de prix et en même temps de profiter d'une éventuelle décroissance. Cet actif s'avère davantage efficace pour les marchands qui s'approvisionnent à moyen terme via des engagements de livraison à prix variable (hebdomadaires, mensuels ou trimestriels). Ce produit assure à son détenteur un niveau d'approvisionnement maximum, autrement dit un prix plafond, avec une somme et une échéance précisément fixée.

Dans la mesure où les prix croient au-dessus du prix garanti, le vendeur du cap paye à l'acheteur l'écart constitué entre le prix de marché et le prix garanti. Par contre, lorsque les prix oscillent en dessous du prix garanti, l'acheteur du cap n'a absolument pas à payer au vendeur un quelconque montant. Ainsi, il garde à son profit le bénéfice résultant de l'évolution favorable des prix. En échange de la couverture qui lui est procurée, l'acheteur du cap paye au vendeur une prime.

Le floor est par définition le corolaire du cap. Cet instrument accorde à son détenteur la possibilité d'être assuré contre une baisse des prix tout en lui permettant de tirer profit d'une éventuelle hausse<sup>2</sup>.

Le floor est un produit assez intéressant pour les commerçants qui vendent leur production par un contrat de livraison avec une clause d'un prix variable. Il assure à son acquéreur un prix de vente minimum pour une somme et une échéance préalablement fixée. Dans le cas où le prix du marché connaîtrait une oscillation en dessous du prix garanti, le vendeur du floor paye à l'acheteur l'écart entre le prix du marché et le prix garanti. Toutefois, dans le cas où le prix oscillerait au-dessus du prix garanti, l'acheteur du floor ne paye absolument rien pour le vendeur de l'instrument.

---

<sup>1</sup>Pierandrei, L. (2019). Instrument de couverture du risque financier. Dans *Risk Management*, 184-225.

<sup>2</sup>Lautier, D., & Simon, Y. (2004). La volatilité des prix des matières premières. *Revue d'économie financière*, 45-84.

Par analogie, le floor s'apparente à une série d'options de vente ayant la même spécificité en ce qui concerne leur prix d'exercice quoique se distinguent entre elles par leur date de validité. Cela s'applique au cap qui représente une série d'options d'achat qui ont le même prix d'exercice, mais se différencie dans leur horizon temporel<sup>1</sup>.

Les frais du cap ou du floor sont indiqués en fonction de la prime payée par l'acheteur. Ils peuvent être assez importants, particulièrement si le prix d'exercice (le prix plafond et plancher pour le cap et le floor, respectivement) se rapproche étroitement du cours du marché à l'instant de l'acquisition du cap et du floor. Ainsi, dans une perspective de diminué ces frais que le collar est introduit<sup>2</sup>.

Le collar, également appelé un tunnel, est un dérivé découlant de la combinaison d'un contrat cap et d'un contrat floor. Le collar peut être acheté ou vendu.

Acquérir un collar va permettre à son détenteur de se prémunir contre une augmentation des cours. L'acquisition d'un collar se matérialise par l'achat d'un cap et la vente parallèle d'un floor, les deux produits auront une date d'échéance identique, mais auront prix d'exercice distincts<sup>3</sup>.

Par l'acquisition d'un cap, son détenteur se couvre contre une augmentation des prix au-dessus d'un niveau préalablement déterminé par le prix d'exercice de ce dernier, mais en cédant un floor il abandonne automatiquement et immédiatement le bénéfice d'une baisse en dessous du niveau déterminé par le prix d'exercice relatif à ce produit. En réplique à l'abondant du bénéfice d'une baisse des prix, le détenteur obtient la prime se référant à la cession du floor, ce qui diminue les frais d'acquisition du cap.

La cession d'un collar va permettre de se prémunir contre une baisse des cours. La cession d'un collar se matérialise par l'acquisition un floor et la vente d'un cap parallèlement. Le cap et le floor auront des dates d'échéances similaires, mais des prix d'exercice d'instincts<sup>4</sup>. Par l'acquisition d'un floor, l'opérateur est couvert contre une baisse des prix en dessous du niveau préalablement défini par le prix d'exercice de ce floor, cependant en cédant le cap, il abandonne le bénéfice d'une augmentation au-dessus du niveau défini par le prix d'exercice de ce cap. En conséquence de ce renoncement au bénéfice de cette augmentation, l'opérateur obtient une prime relative à la vente du cap, ce qui diminue de ce fait les frais d'acquisition du floor.

---

<sup>1</sup>Hull, J., Godlewski, C., & Merli, M. (2010). *Gestion des risques et institutions financières*. Pearson, Paris. p103.

<sup>2</sup>Jokung-Nguena, O. (2004). *Mathématique et gestion financière*. De Boeck, Bruxelles, p293.

<sup>3</sup> Simon, Y., Marteau, D., *Op.Cit.*, P48.

<sup>4</sup> Ibid.

## **Section III : la relation entre marchés financiers et marchés pétroliers**

Dans cette troisième section, nous présenterons les principaux marchés à terme relatifs aux pétroles ainsi que leur fonctionnement et la manière dont ils influencent les prix du pétrole.

### **3.1. Les principaux marchés pétroliers à terme**

Les marchés organisés les plus importants sur lesquels se négocie des contrats à terme (plus précisément les futures) sur les pétroles bruts et les produits finis pétroliers sont le NYMEX (New York Mercantile Exchange), l'ICE (Inter Continental Exchange d'Atlanta qui a procédé à l'acquisition du l'PE londonien en 2001), le TOCOM (Tokyo Commodity Exchange)<sup>1</sup>, et depuis 2007 le DEM (Dubai Mercantile Exchange).

Les premiers contrats à terme de produits pétroliers, furent introduits par le NYMEX en 1978 et ont porté sur le fuel domestique (heating oil)<sup>2</sup>. S'en suivit la mise en place des contrats à terme sur le pétrole brut WTI en 1983<sup>3</sup>. Au sein de ces marchés réglementés, garantie par une chambre de compensation se négocient des contrats à terme standardisés s'effectuant sur des volumes de 1000 barils et de qualité distincts, ainsi que des échanges de call et de put.

A la fin des années 1980, les transactions qui se réalisaient sur des contrats à terme a largement surpassé les volumes des consommations réelles. Ces transactions ont connu une croissance assez constante jusqu'aux prémices des années 2000. La croissance s'est ensuite accélérée du fait de l'assouplissement de certaines réglementations régissant le fonctionnement des marchés aux États-Unis.

La figure ci-dessous, nous illustre parfaitement le volume traité sur les contrats à terme qui a triplé au cours des quatre années de 2004 à 2008.

---

<sup>1</sup>Amic, E., Darmois, G., & Favennec, J.-P. (2006). *L'énergie à quel prix ? Les marchés de l'énergie*. Technip, Paris, P.36.

<sup>2</sup>Simon, Y. (1984). Les marchés à terme de produits pétroliers. Dans *L'actualité économique*, 60(3), 375–406.

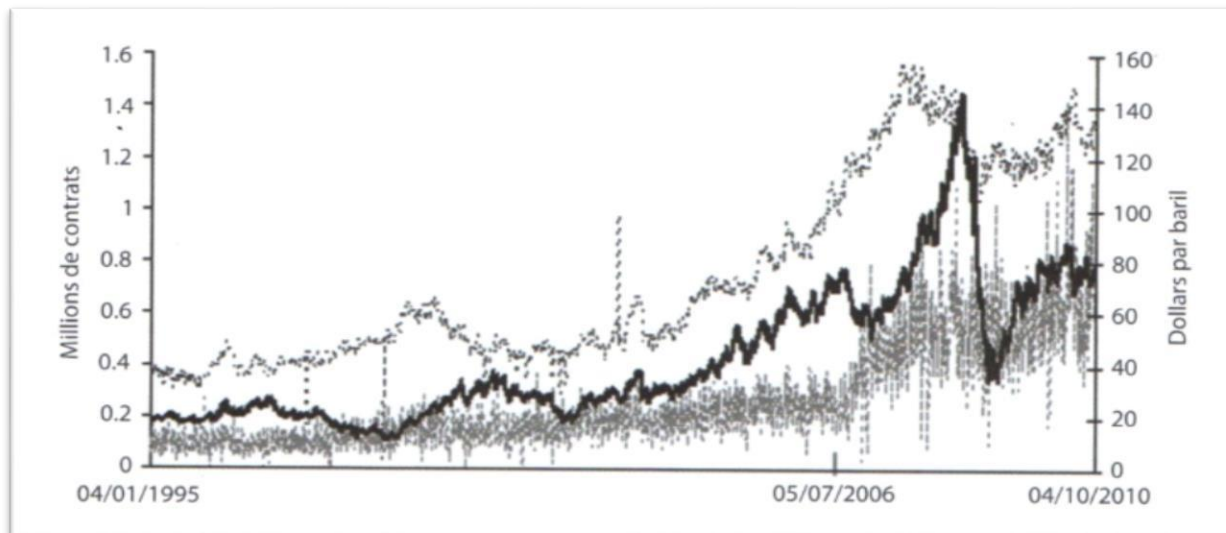
<sup>3</sup>Diaby, O. (2009). *Application du modèle d'évaluation par arbitrage aux produits financiers dérivés des matières premières (pétrole, café et cacao)* [Thèse de doctorat, Université du Québec à Montréal].

## Figure N°11 : Volume des transactions à terme

Courbe en traits pleins : prix du WTI,

Courbe supérieure : nombre de positions ouvertes,

Courbe inférieure : Volume de transactions obtenu en agrégeant tous les « futures » sur WTI du NYMEX.



Source : IFP Energies Nouvelles.

En plus des marchés réglementés, les transactions de gré à gré (OTC) se sont développées, impliquant non seulement des ventes à terme et des options, mais aussi d'autres produits dérivés tels que les swaps. Ces marchés de gré à gré, pour lesquels il n'existe pas de statistiques officielles, pourraient avoir un poids trois à cinq fois plus important que les marchés réglementés.

Selon une étude réalisée par des chercheurs, le volume total échangé sur les marchés à terme correspondrait presque à 35 fois le volume de pétrole consommé dans le monde<sup>1</sup>. Certains travaux annoncent même des chiffres plus conséquents.

Un autre point important doit être signalé. Environ la moitié des échanges sont associés à des contrats dont le terme est inférieur à un an, un allongement des échéances a été constaté entre 2000 et 2008. Au cours de cette période, les positions avec des échéances supérieures à trois ans ont augmenté deux fois plus vite que les positions avec des échéances plus courtes, augmentant entre 3 à 6 % sur toutes les opérations<sup>2</sup>.

<sup>1</sup>Chevalier, J.-M., Baule, F., Lasserre, F., et al. (2010). Rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrole. Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi.

<sup>2</sup> Ibid.

### 3.2. Les intervenants du marché à terme et leurs objectifs

A l'origine, les marchés à terme ont été mis en place par les acteurs commerciaux (producteurs et consommateurs) à des fins de couverture. Puis vinrent des investisseurs financiers. Leur nombre est considérable, les plus importants étant les fonds de pension et les compagnies d'assurance, qui agissent dans un but précis qui est de diversifier leurs portefeuilles.

En plus des actions et obligation et autres produits financiers, ils ont désiré ajouter des actifs portant sur des matières premières, dont le pétrole, car Leurs valeurs étaient considérées comme relativement non corrélées avec le marché des actions<sup>1</sup>. Ces deux types d'opérateurs ont des motivations similaires de gestion de leurs portefeuilles sur le long terme.

Les hedge funds ou fonds spéculatifs sous l'appellation française sont en revanche dans une perspective de recherche de réalisation de profit à court terme. Ils utilisent plusieurs méthodes de gestion, parmi elles la « global macro » qui consiste à recours à une gestion alternative, pour repérer les tendances économiques, par l'utilisation de modèles d'arbitrage fondés sur des corrélations avec plusieurs marchés (actions, commodities, devises...)<sup>2</sup>. Pareillement, les gestionnaires systématiques dans l'optique de déceler rapidement les tendances du marché, recourent principalement à des signaux techniques (c'est-à-dire de prix, volume), pour prendre des positions sur ces marchés dans le but de tirer profit de la concrétisation de ces tendances.

Ces deux techniques de gestion suivent les tendances constatées, les exploitent et ainsi peuvent être amplifié. Les tendances ne peuvent être créées et ces stratégies ne poussent pas le marché à l'opposé des indications attribuées par les éléments fondamentaux le constituant.

Enfin, les gestionnaires discrétionnaires qui définissent leurs stratégies à partir d'une analyse approfondie des fondamentaux et prennent des décisions d'investissement sur la base de leurs intuitions.

Les institutions financières essentiellement les banques d'affaires jouent un rôle d'intermédiation. Au sein des marchés de gré à gré, elles proposent plusieurs instruments de couverture tels que les swaps.

---

<sup>1</sup>Mongars, P., & Marchal-Dombrat, C. (2006). Les matières premières : une classe d'actif à part entière? RSF Revue, 33.

<sup>2</sup>Martin, F., et al. (2010). Marchés boursiers et hedge funds global macro : interdépendances dynamiques ou neutralité? No.halshs-00493929.

La CFTC (Commodités Futures Trading Commission) aux États-Unis qui répertorie les agents selon leurs fonctions les place dans la catégorie des swaps dealer<sup>1</sup>. En effet, elles interviennent pour le compte de tiers en prenant des risques qui dans la majorité des cas se compensent, puis se couvrent sur les marchés réglementés contre les risques restants. Avant la mise en place de la nouvelle réglementation qui a été introduite après la crise de 2008, les banques intervenaient également sur les marchés pour leur propre compte.

Les fonds de pension sont les acteurs les plus importants, et de loin les plus influents, car ils augmentent régulièrement leur volume de transactions qui correspondent généralement à des positions longues. On peut dire que la frontière entre les intervenants financiers et les intervenants commerciaux n'est pas complètement tracée. Les données fournies par la CFTC ne sont pas facilement exploitables. Ainsi, si nous prenons l'exemple d'un producteur qui souscrit à un contrat à terme avec une banque sur le marché de gré à gré, ce sont uniquement les échanges de cette dernière sur le marché organisé qui apparaîtront dans les documents officiellement publiés.

En outre, on peut remarquer que les opérateurs industriels interviennent parfois sur les marchés dérivés en dehors de leurs opérations de couverture<sup>2</sup>. Il est ainsi impossible de faire la part entre les transactions correspondant à des opérations de couverture et celles liées à la spéculation. La transparence sur les transactions physique n'est pas non plus très bonne. Il est difficile de savoir combien de fois une cargaison de pétrole brut a changé de mains avant d'être raffinée.

À partir de 2004 environ, de nombreux analystes ont commencé à blâmer le marché des produits dérivés, soupçonnant que la spéculation augmenterait la volatilité des prix. Cependant, il convient de noter que l'efficacité du marché dépend du nombre de participants. En effet, les échanges de papier augmentent la liquidité du marché et facilitent le retour des prix à l'équilibre. Enfin, la prise de risque par les investisseurs financiers en échange de l'attente de profit permet aux acteurs commerciaux de conclure des opérations de couverture propices aux investissements et à la sphère économique<sup>3</sup>.

---

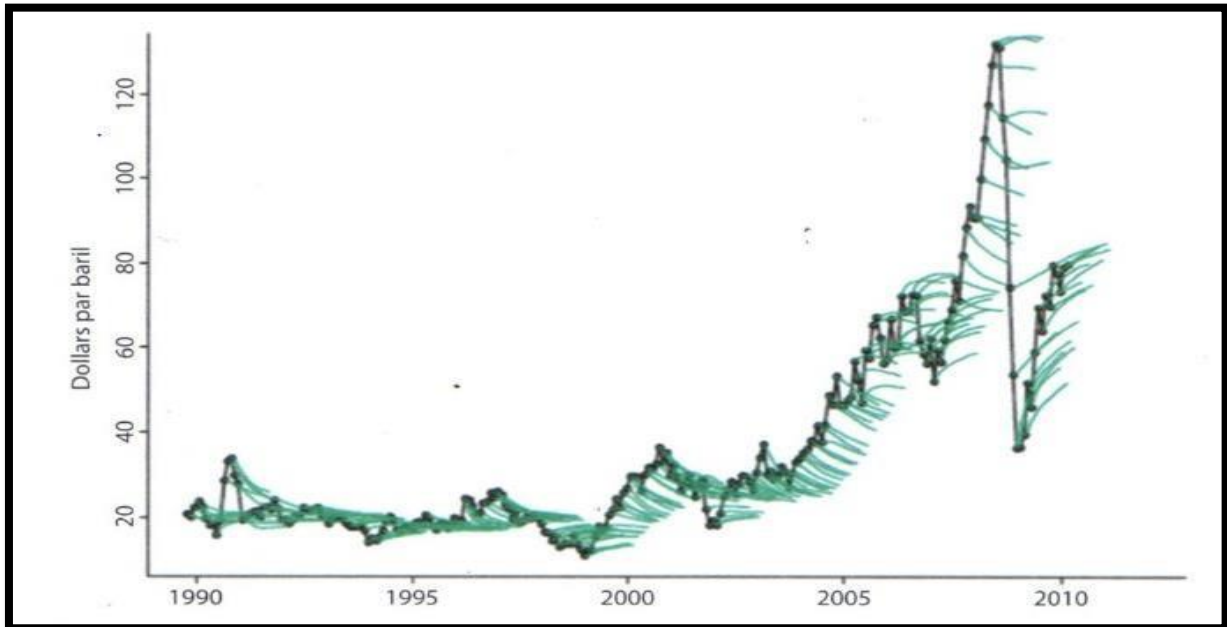
<sup>1</sup>Cordier, J., & Gohin, A. (2014). Quel impact des nouveaux spéculateurs sur les prix agricoles? Une analyse empirique des fonds d'investissement. *Economie rurale. Agricultures, alimentations, territoires*, 343, 29-51.

<sup>2</sup>Simon, Y. (2013). La finance non réglementée et le négoce international des matières premières. *Revue d'économie financière*, 109(1), 115-162.

<sup>3</sup>Masters, M. W. (2008, May). Testimony before the Committee on Homeland Security and Governmental Affairs. United States Senate, Washington, DC.

En ce qui concerne le retour à l'équilibre des prix, il est intéressant d'analyser les modifications de la forme de la courbe des prix à terme (voir la figure ci-dessous).

**Figure N°12 : Evolution des prix spot et prix à terme de pétrole entre 1990 et 2010**



Source : U.S. Energy Information Administration.

Pendant une grande partie de la période jusqu'à environ 2003-2004, un phénomène de déport (où les prix à terme sont inférieurs aux prix au comptant) s'est manifesté lorsque les prix au comptant dépassaient la fourchette de 18 à 20 \$ par baril, tandis qu'un phénomène de report (où les prix à terme sont supérieurs aux prix au comptant) s'est produit lorsque les prix au comptant tombaient en dessous de cette fourchette. Cela reflète une anticipation d'un retour à un niveau de prix considéré depuis longtemps comme étant le prix d'équilibre<sup>1</sup>, égal au coût marginal à long terme.

Les fluctuations observées dans la courbe des prix à terme de cette période présentent des similitudes avec ce que l'on appelle l'« effet Samuelson ». Cet effet suggère que la volatilité des prix à terme est plus prononcée lorsque les échéances sont proches<sup>2</sup>. En d'autres termes, les prix au comptant et les prix à terme à échéance rapprochée sont davantage susceptibles d'être influencés par les événements imprévus sur le marché physique.

<sup>1</sup> Dans les années 1990, il était usuel pour les compagnies pétrolières d'évaluer l'opportunité d'investir dans des projets de développement de champs pétroliers sur la base d'un seuil de rentabilité correspondant à un prix du brut entre 15 et 20 dollars par baril.

<sup>2</sup>Babusiaux, D., & Bauquis, P-R. (2017). Le pétrole. Edition DUNOD, Malakoff, p. 173.

Ainsi, lors de l'augmentation des prix observée en 1990 en raison des préparatifs de la première guerre du Golfe, les prix à terme étaient en déport, confirmant ainsi les anticipations du marché. Contrairement à ce qui s'était passé en 1979-1980, les prix n'ont pas maintenu leur niveau élevé et ont chuté dès le début de l'intervention américaine.

Certains analystes, y compris ceux de l'AIE, ont avancé une explication concernant le rôle potentiel des opérations de l'OPEP dans le fonctionnement des marchés à terme. Cela aurait permis à certains opérateurs de garantir leur approvisionnement futur grâce à des contrats à terme, sans avoir besoin de constituer des stocks physiques. Cette situation est comparable à ce qui a pu jouer un rôle majeur lors du deuxième choc pétrolier (étant donné qu'il n'y avait pas de contrats à terme sur le pétrole brut à l'époque). Cependant, à partir de 2004, le schéma de retour à la moyenne observé dans les années 1990 ne semble plus être applicable. De nombreux économistes évoquent désormais un changement de paradigme, indiquant un changement structurel à long terme.

### **3.3. Les conditions ayant favorisé la hausse des prix de 2004 à 2008**

Au début de l'année 2004, les prix à terme et au comptant ont enregistré une forte hausse. Les raisons de cette augmentation sont multiples, comme nous l'avons succinctement exposé. Certains économistes évoquent un excès de liquidités et une baisse du taux de change du dollar. Cependant, une augmentation notable de la demande, notamment en provenance des marchés émergents tels que la Chine, n'était pas largement anticipée, étant donné que les capacités de production mondiales atteignaient progressivement leurs limites<sup>1</sup>. La principale raison était un déficit d'investissement. Cela découle de divers facteurs, notamment des obstacles rencontrés par les entreprises internationales pour investir dans les zones à fort potentiel, principalement situées dans les pays membres de l'OPEP.

Dans cette période, entre 2004 et 2005, le secteur pétrolier a atteint sa pleine capacité opérationnelle, ce qui a entraîné des hausses de prix sans précédent. Cette augmentation des coûts de services, combinée à la hausse des prix de l'acier et d'autres matières premières, a généré des augmentations significatives des coûts de développement et de production<sup>2</sup>. La figure n°13 illustre clairement cette tendance, mettant en évidence l'indice IHS CERA des coûts d'investissement dans la production et l'exploitation à gauche, et le cours du WTI à droite, représentés par des lignes épaisses.

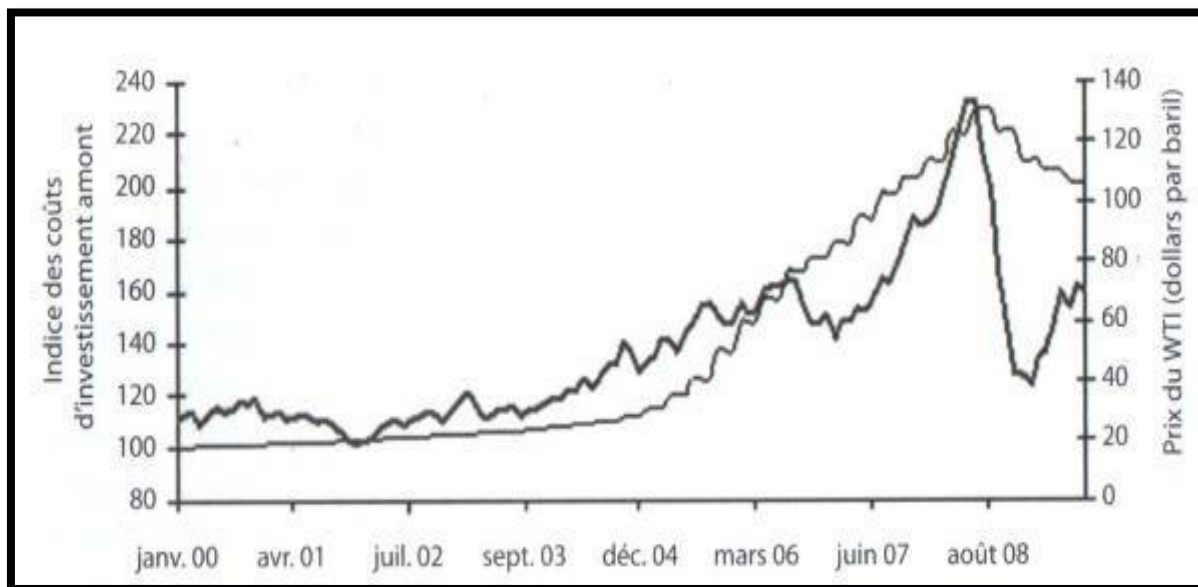
---

<sup>1</sup> Carnot, N., & Hagege, C. (2004). Le marché pétrolier. *Economie Prévision*, 5, 127-136.

<sup>2</sup> Lescaroux, F., & Mignon, V. (2008). Déterminants du prix du pétrole et impacts sur l'économie. Vol. 23, No. 2, 179-214.

Pour le pétrole conventionnel, tel que celui extrait sur terre au Moyen-Orient, ces coûts ne représentent qu'une fraction minime du prix du pétrole brut. Néanmoins, cette augmentation a eu pour effet d'élever les coûts marginaux à long terme, une référence essentielle dans l'établissement des prix du pétrole.

**Figure N°13 : Les Prix du brut et coût d'investissement entre 2000 et 2008**



Source : Cambridge Energy Research Association.

Le budget alloué à la phase d'exploration et de production des compagnies a été relevé pour prendre en compte l'augmentation de la demande et la hausse des prix du pétrole brut. Toutefois, il s'est avéré insuffisant par rapport aux évolutions précédentes, en raison des raisons évoquées précédemment (faible capacité de production de l'industrie parapétrolière et restrictions dans le secteur minier).

En outre, une analyse réalisée par l'IFPEN a révélé qu'entre 2005 et 2007, 80 % de l'augmentation des budgets d'exploration et de production était attribuable à une hausse des coûts en valeur, tandis que seulement 20 % correspondait à une augmentation en volume d'activité<sup>1</sup>.

En plus de ces facteurs, il est important de noter que les prévisions dans le secteur pétrolier sont souvent sujettes à des erreurs. Par exemple, jusqu'à l'été 2003, les analystes étaient largement d'accord pour anticiper un retour de l'Irak sur le marché, avec une expansion des capacités de production qui aurait pu créer des excédents importants au sein de l'OPEP.

<sup>1</sup> Babusiaux, D., & Bauquis, P.-R. (2017). Op. Cit. p. 179.

<sup>2</sup> Babusiaux, D., & Bauquis, P.-R. (2007). Que penser de la raréfaction des ressources pétrolières et de l'évolution du prix du brut? Les Cahiers de l'Économie.

Un tel consensus était clairement défavorable à l'investissement dans ces pays, qu'il s'agisse des investissements des compagnies nationales ou internationales. Cela a contribué, avec l'augmentation inattendue de la demande, à éliminer ces excédents. En outre, du côté des pays producteurs membres ou non de l'OPEP, la remise en question de certains contrats, causée par la hausse des prix, a retardé de nombreux projets de développement.

En résumé, bien que la spéculation ait souvent été critiquée dès 2006-2007, la hausse des prix jusqu'en 2007 a été largement attribuée par la plupart des économistes à une confrontation sur le marché physique, caractérisée par une offre réduite et une demande croissante, stimulée par la rapide croissance des pays émergents. Cependant, les raisons de la montée des prix en 2008, surtout à partir du deuxième trimestre, sont sujettes à de vives controverses. De nombreux analystes l'attribuent à des comportements spéculatifs sur les marchés dérivés.

### **3.4. L'attitude des intervenants financiers**

À partir de 2004, plusieurs raisons ont contribué à l'augmentation des transactions sur les marchés à terme. Parmi les principales, on trouve la volonté de se prémunir contre une évolution défavorable des taux de change et de l'inflation, ainsi qu'une anticipation concernant une limitation de l'offre de pétrole.

#### **3.4.1 Le taux de change du dollar**

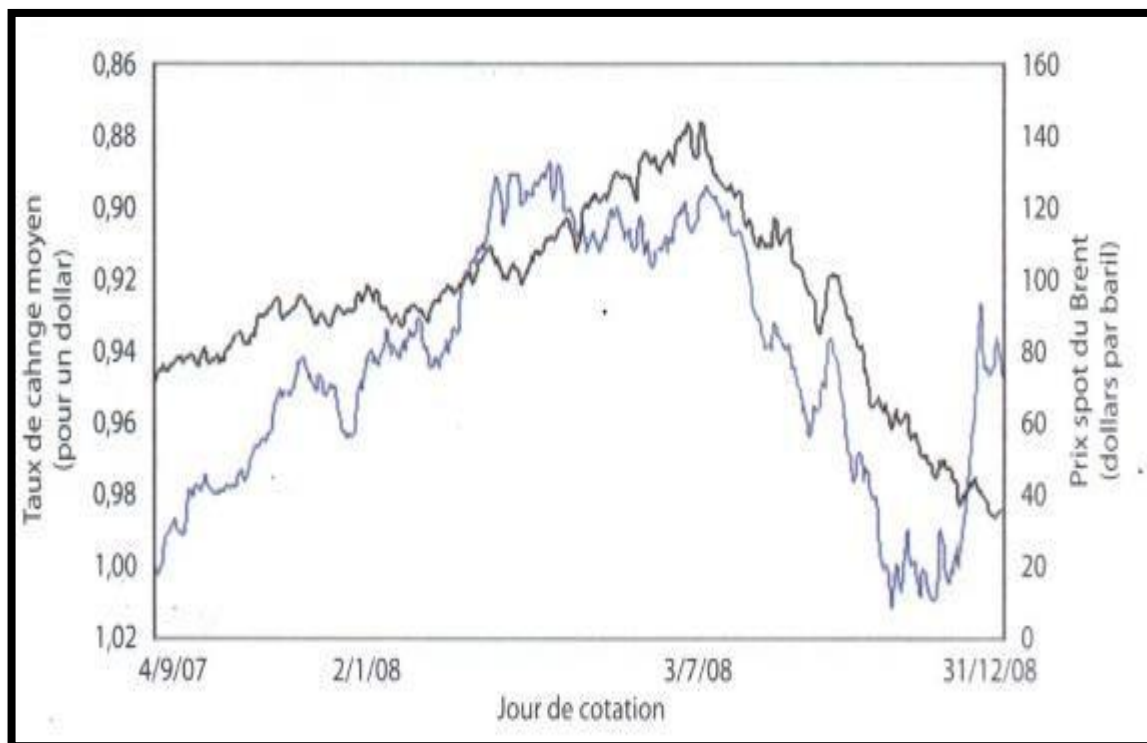
Il est couramment mentionné qu'il existe une corrélation négative entre le prix du pétrole et le cours du dollar<sup>1</sup>. Cette relation est illustrée par la figure n°14, qui couvre la période de septembre 2007 à décembre 2008. En effet, cette représentation montre que le taux de change du dollar, affiché sur l'axe des ordonnées à droite du graphique, évolue de manière inversée par rapport au prix du pétrole. La perception du cours du dollar par la demande pétrolière non américaine est représentée ici par la moyenne des taux de change de l'euro, du yuan, du yen et de la roupie indienne, pondérée par les quantités de pétrole consommées dans les régions correspondantes. Pendant cette période, le dollar et le prix du pétrole affichent un coefficient de corrélation de -0,79 en termes absolus et de -0,43 en termes de variations relatives, calculé sur une base quotidienne.

---

<sup>1</sup>Mignon, V. (2016). Pétrole et dollar: deux facettes d'un même pouvoir? *Revue Internationale et Stratégique*, 4, 91-100.

Cette illustration suggère que les fluctuations de la valeur du dollar ont potentiellement contribué à la hausse des prix du pétrole jusqu'en mars 2008, et de manière similaire, à la baisse observée à partir d'août 2008. Il est important de noter que cette corrélation peut être renforcée par les traders qui l'utilisent comme guide pour leurs opérations. Les investisseurs cherchant à se protéger contre le risque de change peuvent ainsi prendre des positions sur les marchés à terme du pétrole.

**Figure n°14 : Valeur du dollar et prix spot du Brent**



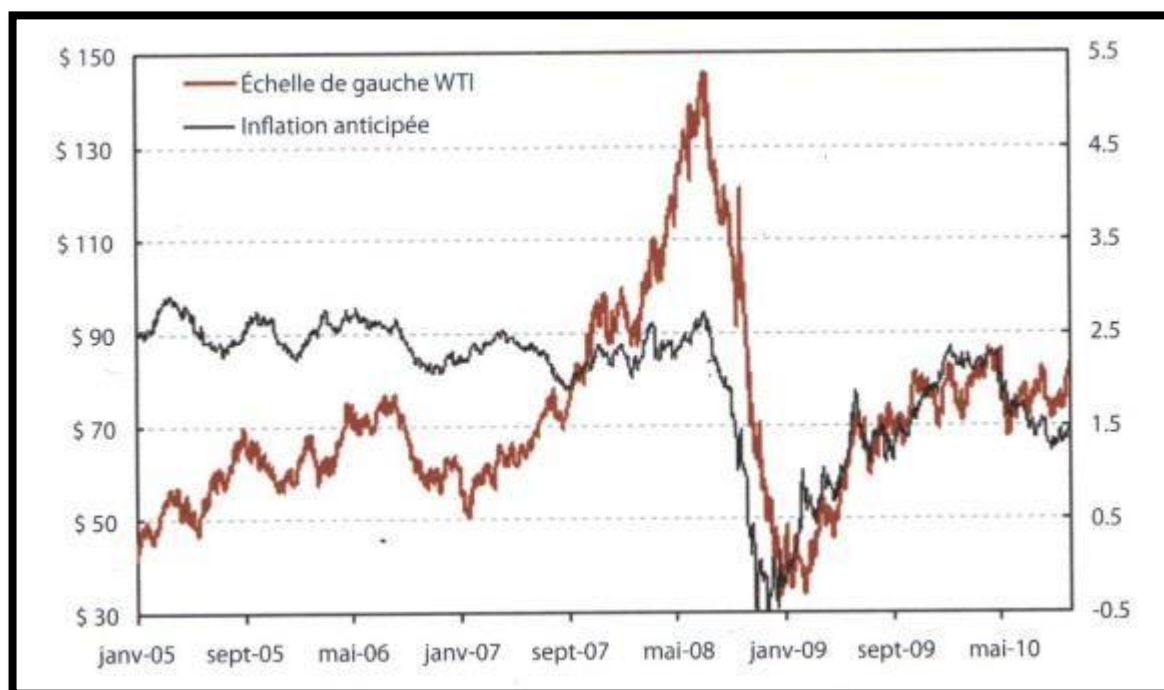
Source : Babusiaux D., Pierru A., Les évolutions du prix du pétrole, Dans Annales des Mines - Responsabilité et environnement 2010/2 (N° 58), pages 19 à 26.

### 3.4.2. Les positions vis à vis de l'inflation

Il est couramment admis que les matières premières sont des actifs dont les prix reflètent rapidement les anticipations d'inflation. Par conséquent, il existe une corrélation entre le prix du pétrole et l'inflation anticipée. La figure n°15 illustre l'évolution de ces deux variables de janvier 2005 à octobre 2010. Investir sur les marchés dérivés du pétrole peut ainsi servir de protection contre les risques liés à l'inflation.

<sup>1</sup>Lecaillon, J.-D., & Le Page, J.-M. (2013). Économie contemporaine, Analyse et diagnostics. Paris: Editions De Boeck.p.217.

**Figure n°15 : Cours du brut WTI et l'inflation anticipée aux Etats-Unis.**



Source : U.S. Energy Information Administration.

L'inflation anticipée est évaluée en se basant sur les valorisations du marché, en calculant la différence entre le rendement des bons du Trésor américain (à 10 ans ou à 5 ans) et celui des bons du Trésor indexés sur l'inflation. Cette différence reflète les anticipations d'inflation sur le marché des bons américains pour la maturité donnée.

### **3.4.3. Anticipation liée à la baisse de l'offre pétrolière**

L'observation de l'augmentation des prix à partir de 2004 a ravivé les inquiétudes quant à l'éventuelle survenue à moyen terme d'un pic pétrolier, ou à défaut, d'une stagnation de la production de pétrole, résultant davantage des difficultés rencontrées dans le développement des réserves existantes que de la limitation des ressources sur le plan géologique. Ces préoccupations étaient présentes non seulement dans les publications spécialisées, mais également dans la presse grand public. À noter qu'à cette époque, le développement des gisements de formation compacte n'avait pas été anticipé<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Babusiaux D., Bauquis P-R. (2017). Op. Cit, p. 177.

La perspective d'une limitation de l'offre implique généralement une hausse des prix à l'avenir. Par ailleurs, l'achat de matières premières a été un moyen pour les investisseurs de tirer profit de la forte demande en provenance de la Chine, qui consomme massivement des matières premières.

Les opérateurs industriels ont une marge de manœuvre limitée pour ajuster leurs achats et ventes en fonction des anticipations à long terme. Par exemple, une compagnie aérienne n'a pas pour vocation d'acheter des quantités de kérosène sur les marchés à terme bien au-delà de ses besoins de consommation.

En revanche, les investisseurs financiers choisissent leurs actifs en fonction des revenus futurs anticipés, évalués en termes de valeur actualisée, et donc en fonction de leurs anticipations. Comme mentionné précédemment, les fonds de pension et les compagnies d'assurance recherchent des investissements à long terme, contrairement aux fonds spéculatifs qui visent à réaliser des profits à court terme en suivant les tendances. En d'autres termes, il serait incorrect d'affirmer que les prix sur les marchés à terme sont déconnectés des fondamentaux, car même s'ils ne reflètent pas nécessairement les fondamentaux actuels, ils peuvent anticiper les fondamentaux à venir.

### **3.5. Les éléments évoqués dans le rôle des intervenants financiers en 2008**

De nombreux analystes ont examiné le possible impact des acteurs financiers sur l'augmentation de la volatilité des prix du pétrole en 2008. Dans cette section, nous tenterons de présenter les diverses perspectives sur cette question.

#### **3.5.1. Les prises de positions des investisseurs**

La forte augmentation suivie d'une chute spectaculaire des prix du pétrole en 2008 a été largement attribuée, par l'OPEP et certains acteurs politiques et financiers, non pas aux fondamentaux du marché, mais aux positions spéculatives (longues) prises par des investisseurs financiers sur les marchés à terme<sup>1</sup>.

Ces observateurs notent que cette hausse des prix du pétrole s'est produite dans un contexte de hausse généralisée des prix des matières premières. En effet, l'indice S&P GSCI a enregistré une croissance remarquable de 85 % entre 2007 et 2008. De manière simplifiée, cette augmentation serait en grande partie due à la crise des subprimes, qui a débuté en juillet 2007 aux États-Unis.

---

<sup>1</sup>Matthieu, T. (2009). L'impact des phénomènes spéculatifs sur la formation du prix du pétrole. *Geoéconomie*, 4(51), 91-101.

Les investisseurs financiers prévoient une dépréciation du dollar et une augmentation de l'inflation, anticipant une baisse des taux d'intérêt et l'injection de liquidités dans le système bancaire. Pour se protéger contre ces risques, ils réalisent d'importantes acquisitions à terme de matières premières<sup>1</sup>.

Au cours du deuxième trimestre de 2008, malgré un ralentissement notable de la croissance de la demande et une augmentation des stocks, l'OPEP constate que le marché est adéquatement approvisionné. Cependant, les prix continuent de grimper, notamment sur les marchés à terme. En avril, la courbe des prix à terme indique une situation de déport, mais en mai, elle bascule vers une situation de report. Les détails des formes de ces courbes pour cette période sont illustrés de manière plus précise dans la figure n°16 par rapport à la figure n°15.

D'après cette analyse, la hausse des prix à terme observée jusqu'à mi-2008 s'est naturellement répercutée sur le prix du pétrole physique, car la majorité des transactions commerciales sont basées sur une indexation aux prix à terme, généralement ceux de l'échéance la plus proche<sup>2</sup>. Par exemple, les compagnies pétrolières nationales de l'Arabie saoudite, du Koweït et de l'Iran utilisent les prix à terme du Brent cotés à l'ICE (Londres) comme référence pour leurs ventes vers l'Europe. Ainsi, ce sont les prix à terme à long terme qui ont influencé la hausse des cours spot, et non l'inverse.

En juillet 2008, la crise des subprimes prend une tournure plus sérieuse que prévu, devenant une crise d'ampleur mondiale. Les investisseurs se retrouvent alors confrontés à un risque de déflation, lié à la récession qui se profile, ainsi qu'à une hausse du dollar. Cette hausse du dollar est causée par un comportement d'aversion au risque des investisseurs, qui, en période de récession mondiale, se tournent vers des actifs libellés en dollars.

En outre, la récession entraîne un renversement des fondamentaux du marché. Les investisseurs liquident massivement leurs positions, provoquant une chute du prix des matières premières (le S&P GSCI Spot baisse de 65% entre juillet 2008 et janvier 2009) et un retour du marché à ses nouveaux fondamentaux. Pour le pétrole, ces fondamentaux se caractérisent par l'apparition d'excédents de capacité de production dus à la baisse de la demande, principalement attribuable aux prix élevés et à la crise économique<sup>3</sup>.

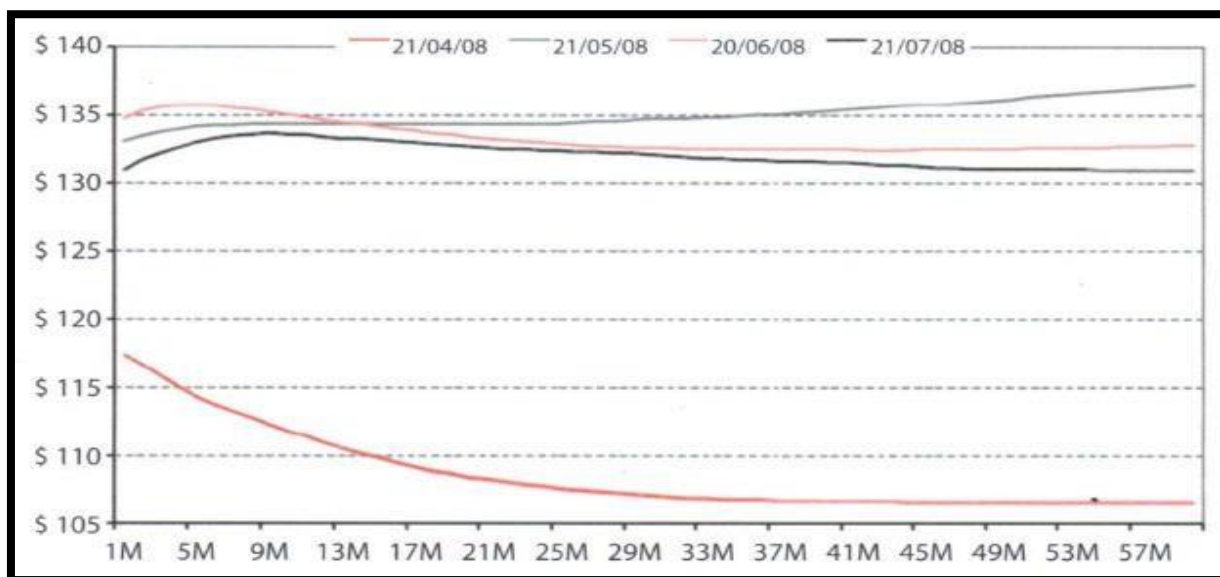
---

<sup>1</sup>Guilleminot, B., Ohana, R. J-J., & Ohana, R. S. (2012). Les nouveaux modes d'investissement sur les marchés dérivés de matières premières agricoles: Décryptage et impact.

<sup>2</sup>Babusiaux, D., & Pierru, A. (2010). Les évolutions du prix du pétrole. *Annales des Mines- Responsabilité et Environnement*, 58(2), 19-26.

<sup>3</sup>Babusiaux D., Bauquis P-R. (2017). *Op. Cit.*, p. 178.

**FIGURE N°16 : Courbe des prix à terme NYMEX du WTI, avril-juillet 2008**



Source : Mc.Cullough Research, 2009.

### 3.5.2. L'étude des économistes : le stockage en étroite relation avec la spéculation

Sur les marchés à terme, un équilibre financier, souvent désigné sous le terme "équilibre financier", maintient un écart restreint, généralement de quelques dollars, entre les prix spot et les prix à terme<sup>1</sup>. Dans ce contexte, il n'y a pas d'opportunité d'arbitrage. Par exemple, un arbitrage de type cash and carry implique l'achat de pétrole sur le marché spot et sa revente simultanée sur le marché à terme, tout en le stockant jusqu'à l'échéance du contrat à terme.

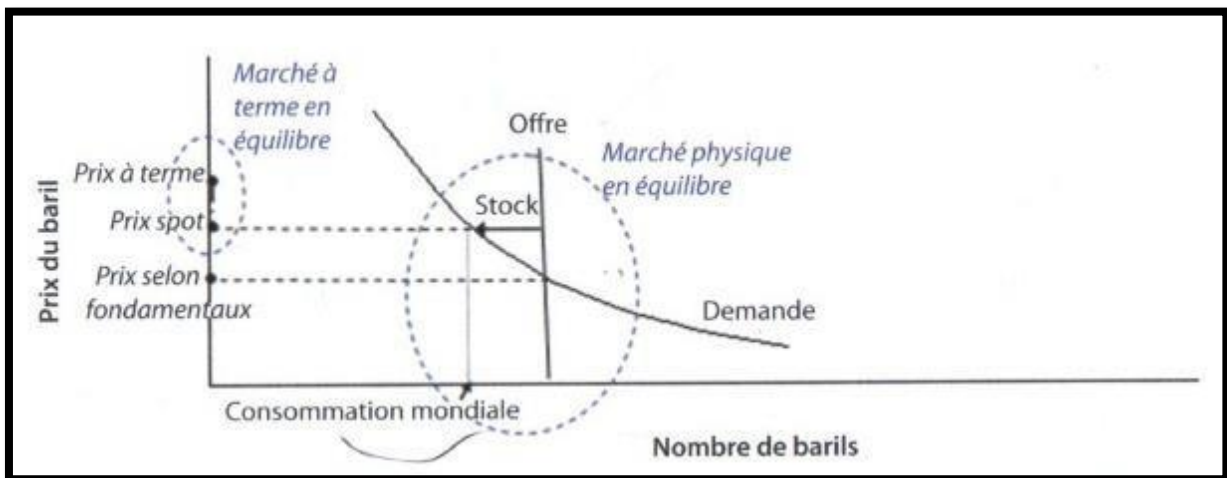
Cependant, le pétrole est un bien de consommation dont le prix à l'équilibre économique découle de l'équilibre entre l'offre et la demande physique. En conséquence, certains économistes remettent en question cette analyse.

D'après leur point de vue, un prix plus élevé, attribuable à la spéculation, requiert inévitablement la constitution d'un stock physique<sup>2</sup>. Ce stock agit comme une variable d'ajustement permettant de concilier l'équilibre financier (qui implique une absence d'opportunité d'arbitrage entre les prix spot et les prix à terme) et l'équilibre économique (qui découle d'un équilibre entre l'offre et la demande mondiale).

<sup>1</sup> L'écart entre prix spot et prix à terme est en théorie égal à la somme des coûts de stockage au sens large (c'est-à-dire incluant les frais financiers correspondant au coût du capital immobilisé), minoré d'un terme représentant la valeur associée à la disponibilité physique du stock.

<sup>2</sup>Krugman, P. (2008). The oil non-bubble. Retrieved from <http://www.nytimes.com/opinion/12krugman.html>.

**Figure n°17 : Le stockage, variable d'ajustement entre équilibres financier et économique.**



Source : Babusiaux D., et pierru A., (2010).Op. Cit.

La figure n°17 schématise cette situation en supposant une offre inélastique (représentée par une courbe d'offre verticale). Lorsque le prix à terme, conformément à l'équilibre financier, dépasse le prix spot correspondant aux fondamentaux du marché, cela crée un écart entre l'offre et la demande, nécessitant la constitution d'un stock pour maintenir l'équilibre économique.

Plus l'élasticité de la demande est élevée (ce qui se traduit par une courbe de demande moins pentue, comme illustré sur la figure), plus la quantité de stockage requise est importante. Bien que l'élasticité de la demande mondiale de pétrole par rapport au prix soit faible à court terme, elle n'est pas nulle. De plus, une augmentation continue, et non seulement ponctuelle, des niveaux de stockage est nécessaire pour maintenir les prix à la consommation au-dessus du niveau correspondant aux fondamentaux du marché. Selon de nombreux économistes, en l'absence de constitution de stocks, la spéculation ne peut pas influencer les marchés physiques, même si elle a été souvent pointée du doigt (sans pour autant qu'il y ait nécessairement eu une augmentation des stocks).

Krugman (2008) affirme qu'au premier semestre de 2008, il n'y a pas eu d'augmentation suffisante des stocks pour accuser la spéculation. L'augmentation des prix serait principalement attribuable à une offre insuffisante par rapport à la demande. Cependant, les stocks ont nettement augmenté en 2009.

De surcroît, les prix à terme ont maintenu un report constant. Selon la quasi-totalité des analyses, la reprise des prix après leur point le plus bas en décembre 2008 peut donc être attribuée, au moins en partie, à la spéculation<sup>1</sup>.

### **3.5.3. Différentes perspectives s'opposent**

Si les analyses convergent sur le rôle des investisseurs financiers à partir de 2009, elles semblent contradictoires pour le premier semestre de 2008. Diverses explications ont été avancées. Tout d'abord, il convient de noter que les données sur les stocks ne sont disponibles que de manière très imparfaite. Bien qu'ils fassent l'objet de statistiques dans les pays de l'OCDE et que différentes publications fournissent des informations sur les stocks flottants, des divergences importantes peuvent être observées d'une agence à l'autre. De plus, les données sur les stocks des pays émergents sont souvent incomplètes. En outre, si l'on se base sur les statistiques les plus récentes disponibles, il apparaît que l'augmentation des stocks au cours du premier semestre de 2008 n'a pas été négligeable.

En plus des stocks visibles, il est important de considérer les réserves souterraines, c'est-à-dire les quantités qui auraient pu être extraites mais ne l'ont pas été, par exemple pour respecter les quotas établis par l'OPEP<sup>2</sup>. Bien que ces volumes doivent être pris en compte dans certaines circonstances, il est peu probable que les pays producteurs aient limité leur production au cours du premier semestre 2008. En effet, comme mentionné précédemment, les excédents de capacité de production étaient proches du seuil critique de 2 à 3 millions de barils par jour, considéré comme relativement incompressible.

De plus, il est possible que des consommateurs ou des acteurs industriels utilisent leurs réserves pour retarder leurs achats lorsqu'ils estiment que les prix élevés sont temporaires<sup>3</sup>. Cette stratégie de réduction des stocks de la part de ces acteurs pourrait masquer l'augmentation des stocks attribuable à la spéculation.

Comme mentionné précédemment, les transactions les plus volumineuses sont effectuées par les fonds de pension et les sociétés d'assurance, et leurs prévisions à moyen et long terme jouent un rôle déterminant. Cependant, les fonds spéculatifs, également appelés hedge funds, ont souvent été critiqués, ce qui soulève des questions sur leur influence.

---

<sup>1</sup>Krugman, P. (2009). Oil speculation. Retrieved from <http://Krugman.blogs.nytimes.com/2009/07/08/oil-speculation>

<sup>2</sup> Parsons, J. E. (2009). Black gold and fool's gold: Speculation in the oil futures market. MIT CEEPR WP-2009-013.

<sup>3</sup>Saporta, V., Trott, M., & Tudela, M. (1997). What can be said about the rise and fall in oil prices? Bank of England quarterly bulletin, 49, 215-973.

Une analyse examine les variations des prix du pétrole brut et la proportion des acteurs "non commerciaux" dans les positions ouvertes sur le WTI. Jusqu'en juillet 2006, voire janvier 2007, il existe une corrélation entre ces deux facteurs, mais cette corrélation s'atténue par la suite<sup>1</sup>.

Cependant, c'est précisément à partir de cette période que l'on soupçonne la spéculation d'avoir influencé les prix. Une explication possible de cette décroissance de la corrélation pourrait être le fait que de plus en plus de hedge funds réalisent des transactions de gré à gré (OTC) avec les banques, surtout pour des échéances de plus en plus lointaines. Ainsi, leurs opérations ne sont pas directement reflétées dans les données de la CFTC (Commodity Futures Trading Commission).

De multiples études économétriques ont été menées, mais en tirer des conclusions définitives reste ardu. Par exemple, certains chercheurs ayant analysé les données de la CFTC ont conclu que les acteurs "non commerciaux" suivent davantage les tendances plutôt qu'ils ne les influencent. Ces acteurs, souvent utilisateurs d'algorithmes de trading systématiques, ajustent leurs positions en fonction des évolutions de prix, plutôt que d'en être la cause.<sup>2</sup>

En revanche, d'autres recherches indiquent que la spéculation, et en particulier la dispersion des anticipations des spéculateurs, exerce une influence sur les prix et leur volatilité. Une approche écono-physique, basée sur la théorie de la complexité, a également suggéré l'existence d'une bulle spéculative en 2008<sup>4</sup>. Une approche suggère que la spéculation peut faire temporairement augmenter le prix du pétrole au-dessus de ses fondamentaux, sans qu'une augmentation importante des stocks ne soit nécessairement observée.

Les réponses de la demande aux variations de prix sont caractérisées par des élasticités, mais il est difficile d'estimer ces valeurs avec précision. Une élasticité couramment citée est de -0,05 pour l'élasticité à court terme au niveau mondial<sup>5</sup>. Il est important de noter que le terme "court terme" correspond généralement à la période de temps des données utilisées lors d'une analyse statistique. La plupart des estimations économétriques de l'élasticité-prix de la demande de pétrole brut sont basées sur des données annuelles, où le court terme correspond à une année.

---

<sup>1</sup>Lasserre, F. (2008). La spéculation au microscope. Société Générale, Commodities Review.

<sup>2</sup>Buyuksahin, B., & Harris, J. H. (2009). The role of speculators in the crude oil futures market.

<sup>3</sup>CHEVALIER J-M., et al, (2010), Op, cit.

<sup>4</sup>Sornette, D., Woodard, R., & Zhou, W. X. (2009). The 2006-2008 oil bubble: evidence of speculation, and prediction. *Physica A*, 388, 1571-1576.

<sup>5</sup>BABUSIAUX D., PIERRU A., (2010), Op, cit.

Parmi les facteurs expliquant cette faible sensibilité de la demande de pétrole, on trouve non seulement la difficulté de substituer les produits pétroliers dans le secteur des transports, mais aussi le fait que, dans de nombreux pays, le signal prix est atténué par des subventions ou des taxes sur les carburants qui ne dépendent pas du prix du pétrole brut. En revanche, l'élasticité-prix de l'électricité sur le long terme est plus élevée, estimée autour de -0,2 à -0,3, en raison de l'adaptation des équipements au prix du pétrole<sup>1</sup>.

Certains estiment qu'attribuer une augmentation des prix à la spéculation lorsque aucune constitution de stocks n'est observée revient à ignorer l'existence d'une courbe de demande<sup>2</sup>. Tout comme l'élasticité à court terme est plus faible que l'élasticité à long terme, il est probable que l'élasticité à très court terme soit encore plus faible que celle à court terme en raison de diverses rigidités telles que les inerties des prix des produits raffinés, les habitudes de consommation et les déplacements programmés.

Ainsi, si le prix du pétrole dépasse, en raison de la spéculation, sa valeur fondamentale sur le marché, l'ajustement de la demande mondiale à ce nouveau prix se fera progressivement. Des chercheurs ont tenté de quantifier ce phénomène en modélisant l'évolution de la demande selon une courbe en S, analogiquement à certains processus de diffusion. Leurs conclusions suggèrent qu'une hausse des prix entraîne initialement une baisse de la demande sur une courte période, par exemple un trimestre, qui est significativement inférieure à celle calculée en utilisant une élasticité à court terme (qui impliquerait un maintien du nouveau prix pendant une année)<sup>3</sup>. Ainsi, si, après trois mois, le prix revient à une valeur définie par de nouveaux fondamentaux, seules des augmentations de stocks très modestes sont observées, rendant la "signature de la spéculation par les stocks" difficile à interpréter.

En résumé, l'évaluation des influences respectives de la spéculation et des facteurs fondamentaux sur les fluctuations des prix du pétrole entre 2004 et 2008 demeure complexe. Cependant, en accord avec l'analyse économique, l'approche basée sur l'inertie de la demande suggère que les investissements des acteurs financiers ont probablement contribué à l'évolution des prix en 2008, surtout au deuxième trimestre. Il est plausible que sans leurs interventions, le prix n'aurait pas atteint le pic de 147\$/b observé en juillet.

---

<sup>1</sup> Babusiaux D., Bauquis P-R.,(2017), Op. Cit, p. 180.

<sup>2</sup> KRUGMAN P.,(2009), Op, cit.

<sup>3</sup> BABUSIAUX D., PIERRU A., (2010), Op, cit.

### 3.6. Les évolutions du prix du pétrole entre 2009 et 2018

Il semble que l'élasticité de la demande en réponse aux variations de prix du pétrole ait pu diminuer au fil du temps, une tendance qui est susceptible de se poursuivre à l'avenir. Cette évolution est due à une augmentation de la part des utilisations non substituables des produits pétroliers et à des changements dans le comportement des acteurs économiques.

Par exemple, les conducteurs sont moins sensibles aux hausses de prix du carburant lorsque leurs revenus sont plus élevés. Bien que, en termes réels, les prix du pétrole brut aient été similaires entre 2011 et 2014 à ceux du début des années 1980, le rapport entre le prix d'un litre d'essence et le revenu des ménages a été divisé par deux dans les pays industrialisés. Ainsi, la détection de la spéculation par le biais du stockage devrait devenir encore plus difficile à l'avenir.

Après la chute des prix au second semestre de 2008, il est indéniable que le comportement des investisseurs financiers a joué un rôle central dans la hausse des prix observée en 2009. Cela a conduit les marchés à tenir compte des anticipations à moyen et long terme, qui prévoyaient majoritairement une hausse des prix en 2009, en raison d'une probable limitation de la production pétrolière. La contribution de la spéculation est devenue plus évidente, ce qui a permis d'attribuer clairement la hausse des prix à cette pratique<sup>1</sup>.

La hausse des prix en 2011 est principalement attribuée aux événements géopolitiques tels que les révolutions arabes, la situation en Irak et les tensions liées au programme nucléaire iranien. En revanche, le rebond observé entre janvier et juin 2016, après un creux à 27,10 \$/b pour le Brent, est largement associé à une augmentation des positions d'achat sur les marchés financiers, reflétant une anticipation de rééquilibrage de l'offre et de la demande vers la fin de 2016 et le début de 2017.

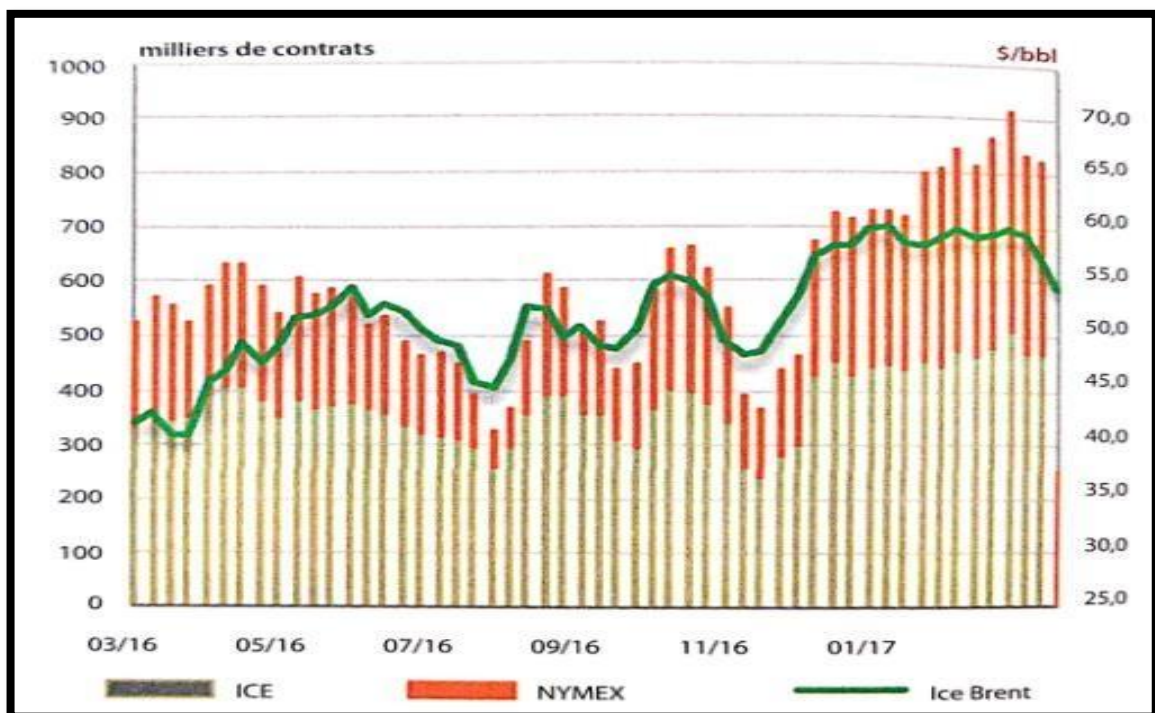
Les fluctuations des prix à l'été 2016 sont également influencées, du moins en partie, par les positions des acteurs financiers. Après la baisse des prix au début de l'été, ces acteurs ont considérablement renforcé leurs positions d'achat en réponse à l'annonce d'une réunion entre les membres de l'OPEP et la Russie en marge du Forum de l'énergie en septembre à Alger. Cette réunion était destinée à discuter de mesures visant à stabiliser les marchés.

---

<sup>1</sup> KRUGMAN P., (2009), Op, cit.

Suite à la réunion d'Alger, les positions sur les marchés ont évolué en fonction de la probabilité estimée par les opérateurs quant à la concrétisation des décisions prises. Elles ont maintenu une tendance à l'achat après les annonces des accords du 30 novembre et du 10 décembre. Les variations de prix au premier semestre 2017 ont également reflété les anticipations concernant la prolongation de l'accord de l'OPEP (décidée le 25 mai), ainsi que les évolutions des stocks et de la production américaine. La figure illustre les fluctuations des prix du pétrole brut en parallèle avec les évolutions des positions des investisseurs financiers sur les deux principaux marchés à terme, le NYMEX et l'ICE.

**Figure n°18 : Position nette des acteurs financiers**



Source : Babusiaux D., Bauquis P-R.,(2017), Op. Cit, p. 184.

## Conclusion

Ainsi, la financiarisation du marché pétrolier se réfère à la prise de contrôle par les investisseurs financiers des marchés mondiaux du pétrole et des produits dérivés. Cela se produit lorsque des institutions financières, telles que des fonds d'investissement, des banques, des sociétés de courtage et des fonds spéculatifs, investissent dans les produits du marché du pétrole, tels que les contrats à terme et les contrats à terme sur le pétrole brut. Ces produits financiers offrent aux investisseurs une exposition à des prix du pétrole variables. Les investisseurs peuvent acheter ou vendre ces produits à des prix différents, en fonction de leurs prévisions de prix à court et à long terme.

Les marchés à terme du pétrole constituent le principal moteur de cette financiarisation. Ces derniers où se négocient des produits dérivés très variés (Forward, futures, options, swaps..) sur le pétrole. Ces contrats à terme sont généralement des contrats entre deux parties qui s'engagent à acheter ou à vendre un actif à un prix spécifié à une date future. Les contrats à terme sur le pétrole sont généralement échangés sur des marchés à terme spécialisés et organisés et sont acheminés à travers des intermédiaires financiers, ils peuvent également être échangés de gré à gré pour répondre au mieux aux besoins des opérateurs. Les contrats à terme sont utilisés par les investisseurs pour spéculer sur les prix du pétrole et par les entreprises ou industriel pour se protéger contre les fluctuations des prix du pétrole.

Par ailleurs, nous constatons que cette financiarisation ne date pas d'aujourd'hui, car les besoins de couverture entre les producteurs, exposés à la baisse, et les acheteurs, exposés à la hausse, suscite une situation qui ne peut être assurée que par les acteurs financiers. Ces derniers ont à l'origine pour fonction principale d'assurer la liquidité du marché et de permettre aux acteurs commerciaux de se couvrir à tout moment. Toutefois, l'évolution constatée ces deux dernières décennies notamment à partir des années 2000, se présente dans l'extension du rôle des spéculateurs, de fournisseurs de liquidité à celui d'opérateurs ouvrant de leur propre initiative des positions risquées sur le cours des matières premières et notamment sur le pétrole.

Bien que certaines études déplorent l'implication des produits dérivés dans la volatilité du prix du pétrole, une grande majorité de recherche appuie l'hypothèse que la financiarisation du marché pétrolier peut entraîner une volatilité des prix du pétrole et des variations de prix plus importantes, en d'autres termes la volatilité des prix du pétrole a un impact amplificateur par les nombreuses positions des investisseurs financières sur les marchés à terme de pétrole.

## **CHAPITRE TROISIÈME**

---

L'économie algérienne face à la volatilité des prix du pétrole

---

## **Introduction**

Sur la scène mondiale, l'Algérie a longtemps été considérée comme un pays dépendant uniquement des exportations d'hydrocarbures, un producteur très moyen et exportateur de pétrole, mais un important producteur et exportateur de gaz naturel (quatrième mondial). Les exportations d'hydrocarbures du pays sont principalement destinées à l'Union européenne, au Maghreb et aux États-Unis, qui achètent une part importante de son GNL (gaz naturel liquéfié). Bien que la production de l'Algérie soit modeste par rapport aux pays du Moyen-Orient, son pétrole et son gaz naturel jouent un rôle important dans les relations géopolitiques et économiques à l'échelle internationale.

Dans les années 1970, le gouvernement algérien est arrivé à prendre le contrôle des ressources en hydrocarbures du pays en supprimant le système de concession et en nationalisant les entreprises étrangères afin de renforcer son monopole sur la scène internationale. Après le premier choc pétrolier de 1973, les recettes d'exportation des hydrocarbures sont devenues importantes et sont restées élevées tout au long des années 1970 ; ces ressources ont permis de financer les politiques d'industrialisation et de développement des hydrocarbures du pays. Tant que les revenus pétroliers augmentaient, le pays était en mesure de financer ses importations, d'assurer le service de sa dette extérieure et de répondre aux besoins de sa population, mais avec le choc pétrolier de 1986 et la chute des prix des hydrocarbures, les revenus d'exportation des hydrocarbures ont fortement chuté, entraînant l'économie du pays à l'instabilité.

A partir des années 2000, le marché pétrolier mondial fait face à une instabilité encore plus importante. Nous assistons à des oscillations plus nombreuses et plus rapprochées. Tantôt des hausses de prix du pétrole qui permettent au pays d'obtenir des revenus considérables, tantôt des chutes brutales des prix du pétrole (fin 2008 ou encore plus récemment la chute de 2014) qui mettent l'économie algérienne à mal. Ces baisses de prix du pétrole sont d'autant plus difficiles à acquiescer par l'Algérie qui est toujours très dépendante de son secteur pétrolier.

Au cours de ce chapitre, nous avons étalé trois points principaux pour appréhender le secteur pétrolier algérien face à la volatilité des prix du pétrole. Le premier point consiste en une présentation du secteur pétrolier algérien. Le deuxième étale le poids du secteur pétrolier algérien dans son économie. Pour finir, nous avons cité les principaux moyens mis en place pour limiter l'impact de la volatilité du prix du pétrole sur l'économie algérienne.

## **Section I : présentation du secteur pétrolier algérien**

Dans cette section, nous procéderons à une petite présentation du secteur pétrolier algérien à travers ses prémices et les événements ayant marqué son évolution au cours des années.

### **1.1. Les prémices de l'histoire du pétrole en Algérie**

La période de la découverte du pétrole en Algérie remonte au début du XXe siècle, et la première tentative de recherche pétrolière a débuté en 1941. Ces premières recherches sont entreprises par la section pétrole du service des mines de l'Algérie. La première région dans laquelle la recherche a été menée était la région de l'Ouest de la région de Relizane.

En raison de résultats probants et satisfaisants, notamment la découverte d'un sol riche en hydrocarbure au sud de l'Algérie, une mission de prospection a été initiée en 1946 par le général de Gaulle, à l'époque président temporairement de la république française<sup>1</sup>. Par la suite, les recherches ont repris, menées par la S. N. REPAL<sup>2</sup> et la CFP<sup>3</sup>, le bureau de recherches de pétrole<sup>4</sup> et l'Institut français du pétrole.

A partir de 1952, quelques découvertes ont été faites à l'ouest d'Ain Saleh, et à partir de cette année également, les premiers permis d'exploration ont été délivrés à la société mixte entre la société franco-algérienne (S. N. REPAL) et à la CFP, ainsi qu'à la CREPS<sup>5</sup> et la CPA. En quelques années, de 1952 jusqu'à 1956, ces quatre sociétés ont réalisé d'importants travaux, notamment 137 kilomètres de forage et l'achèvement de 102 puits de forage, pour un investissement de 450 millions de francs. Elles ont également découvert de deux gisements de gaz, In-Slah- Berga (CREPS, mars 1954) et Hassi-R'Mel (S. N. REPAL et CFP (A), novembre 1956), ainsi que trois gisements de pétrole, Edjeleh et Tiguentourine (CREPS, janvier 1956) et Hassi- Messaoud (S. N. REPAL et CFP)<sup>6</sup>.

Quant à la période de la production pétrolière en Algérie, considérée comme la véritable histoire pétrolière du pays, elle débute véritablement en 1956.

---

<sup>1</sup> De Bernis, G. D. (1971). Les problèmes pétroliers algériens. *Études internationales*, 2(4), 575–609.

<sup>2</sup> 60% de capitaux publics français et 40% de capitaux publics de l'Algérie, jusqu'en 1965.

<sup>3</sup> Société anonyme dans laquelle l'État français détient 35% du capital et 40% des droits de vote.

<sup>4</sup> Organismes publics français.

<sup>5</sup> Capitaux publics français majoritaires. Royal-Deutch-Shell : 35%.

<sup>6</sup> De Bernis, G. D. (1971). Les problèmes pétroliers algériens. *Études internationales*, 2(4), 575–609.

C'est en juin 1956 que le premier grand gisement de pétrole est découvert dans le désert algérien, il s'agit du gisement de Hassi Messaoud. Par la suite, les découvertes se sont poursuivies, et la production ainsi que l'exportation ont commencé à prendre de l'ampleur. La production de pétrole s'est ainsi développée rapidement, passant de 10,4 millions de tonnes en 1958 à 20,7 millions de tonnes en 1966<sup>1</sup>.

Actuellement, l'Algérie mène une politique pétrolière pointue visant à accroître la production et l'exportation, ainsi qu'à assurer sa part sur les marchés mondiaux, en particulier le marché européen et américain.

Concernant la qualité du pétrole algérien, il est considéré comme l'un des meilleurs types de pétrole au niveau mondial, car il se caractérise par un faible degré de viscosité et vu sa densité en API, il est considéré comme un brut léger. Il est ainsi l'un des types de pétrole les plus demandés sur le marché mondial.

La raison à cela, vient de la possibilité d'en tirer la plus grande quantité de dérivés du pétrole. En particulier ce qui est considéré comme l'un des plus grands dérivés du pétrole en demande dans le monde la Gazoline.

Le pétrole algérien se caractérise également par sa faible teneur en soufre, ce qui en fait l'un des meilleurs types de pétrole. Cela est dû à sa facilité de raffinage, car il n'endommage pas les machines pendant le processus de raffinage, contrairement aux autres types de pétrole dans lequel le pourcentage de soufre est élevé, et donc le pétrole algérien a acquis un statut économique international. L'Algérie est devenue donc l'un des acteurs les plus importants du marché mondial du pétrole et l'un des pôles pétroliers les plus importants.

### **1.3. La création de la compagnie pétrolière algérienne : SONATRACH**

Immédiatement après l'indépendance, l'Algérie s'est tournée vers le secteur des hydrocarbures, dont l'importance a commencé à se déployer dans l'économie nationale, et avec le monopole des compagnies pétrolières sur l'ensemble des activités pétrolières, l'Algérie a décidé d'établir une société nationale pour briser les monopoles étrangers, il a donc créé la société Sonatrach le 03 décembre 1963.

---

<sup>1</sup>Otyan, A. (1992). L'économie Algérienne : son passé et son présent 1830-1985. Alger: Institut Arabe d'Education Ouvrière. P52.

La décision de création de la compagnie pétrolière Sonatrach a été d'une grande importance et a eu un impact déterminant pour la suite de l'activité pétrolière algérienne. Nécessairement, dans un premier stade, jusqu'aux accords de 1965, son activité concerne strictement l'établissement du « troisième » oléoduc. Cependant, en concret, elle forme déjà l'organisme d'étude et de mise en place de la politique pétrolière à long terme. Sans sa constitution, les accords de 1965 n'auraient pu être contresignés<sup>1</sup>.

Ces accords de 1965 peuvent se récapituler en quatre principaux points<sup>2</sup> :

- Le gaz est livré à l'Algérie (ou à son représentant) à la sortie du puits, à un prix fixé par les accords assurant la rémunération du capital investi et une prime à la découverte;
- Une association coopérative (50-50) est créée entre la France et l'Algérie (ASCOOP) dans le cadre de laquelle, l'Algérie apporte les périmètres et la France, ses connaissances techniques, ses techniciens et ses capitaux (prêts remboursables sur la production en commun). Par cette médiation, des nouvelles impositions sont mises en place, annulant la fiscalité de soutien de 1958 (et plus précisément, le rabatement pour restauration de gisement), facturée ainsi sur un prix de référence et non sur le prix réel. Ce prix est établi à 2.08 dollar/ baril (fob Bougie). La fiscalité atteindra graduellement 55% en 1969 contrairement à 50% en 1965. Ils ont conclu que le prix de référence sera raccommoqué, pour prendre en compte de l'évolution du contexte, à partir du 31 décembre 1968, l'ensemble des accords pouvant être révisés au bout de cinq années;
- Le gouvernement français fera, en 5 ans, deux milliards de crédits à l'Algérie (l'un est sur le long terme sans versement d'intérêt, le second se rapproche à un crédit fournisseur) ;
- La part de l'Algérie dans la S.N.REPAL est majorée à 50% au lieu des 40% d'auparavant (l'Algérie rachète 10% de parts).

C'est dans ce contexte, et pour l'accomplissement de cet accord, que, le 22 septembre 1966, sans modifier d'abréviation de la compagnie, la Sonatrach évolue pour devenir la Société nationale pour la recherche, le transport, la transformation, la commercialisation des hydrocarbures.

---

<sup>1</sup> Béy, M. (1965). Aide, commerce ou co-production? Dans Développement et Civilisation, N° 24, 39-47.

<sup>2</sup> De Bernis, G. (1971). Les problèmes pétroliers algériens. Études internationales, 2(4), 575-609.

Le gouvernement algérien lui a effectivement attribué la fonction d'être l'accomplissant des droits et obligations afférents à la partie algérienne relative aux accords de 1965.

Les principales tâches de la compagnie étaient les suivantes :

Le premier objectif de l'établissement de la Sonatrach était d'aboutir à la restauration progressive du contrôle sur la richesse pétrolière. Le second objectif était d'arriver à réaliser toutes les activités d'exploration, de production, de pétrole et de commercialisation et de transports des hydrocarbures.

Cette compagnie a commencé avec de petites capacités, en particulier en commençant dans des domaines simples, et a pu faire son chemin par la suite. Elle est ainsi, en train de devenir la plus grande et la plus importante entreprise d'Algérie et d'Afrique.

Aujourd'hui, elle se classe au 12<sup>e</sup> rang mondial dans le domaine pétrolier<sup>1</sup>, au premier en Afrique et parmi les plus importants projets réalisés par cette entreprise, nous avons :

- Pipeline de pétrole brut, qui s'étend de sa source à Skikda.
- Une raffinerie d'extraction de gaz de pétrole à Hassi Messaoud.
- Établir des gazoducs à travers la mer Méditerranée pour transporter le gaz naturel vers l'Europe occidentale.

De plus, depuis l'an 2000 à nos jours, Sonatrach a fait des efforts importants dans l'exploration, l'aménagement et l'exploitation de gisements et les structures de transport de carburants (canalisations et stations de pression) et dans les usines de liquéfaction de gaz naturel et dans les transporteurs de gaz liquéfié.

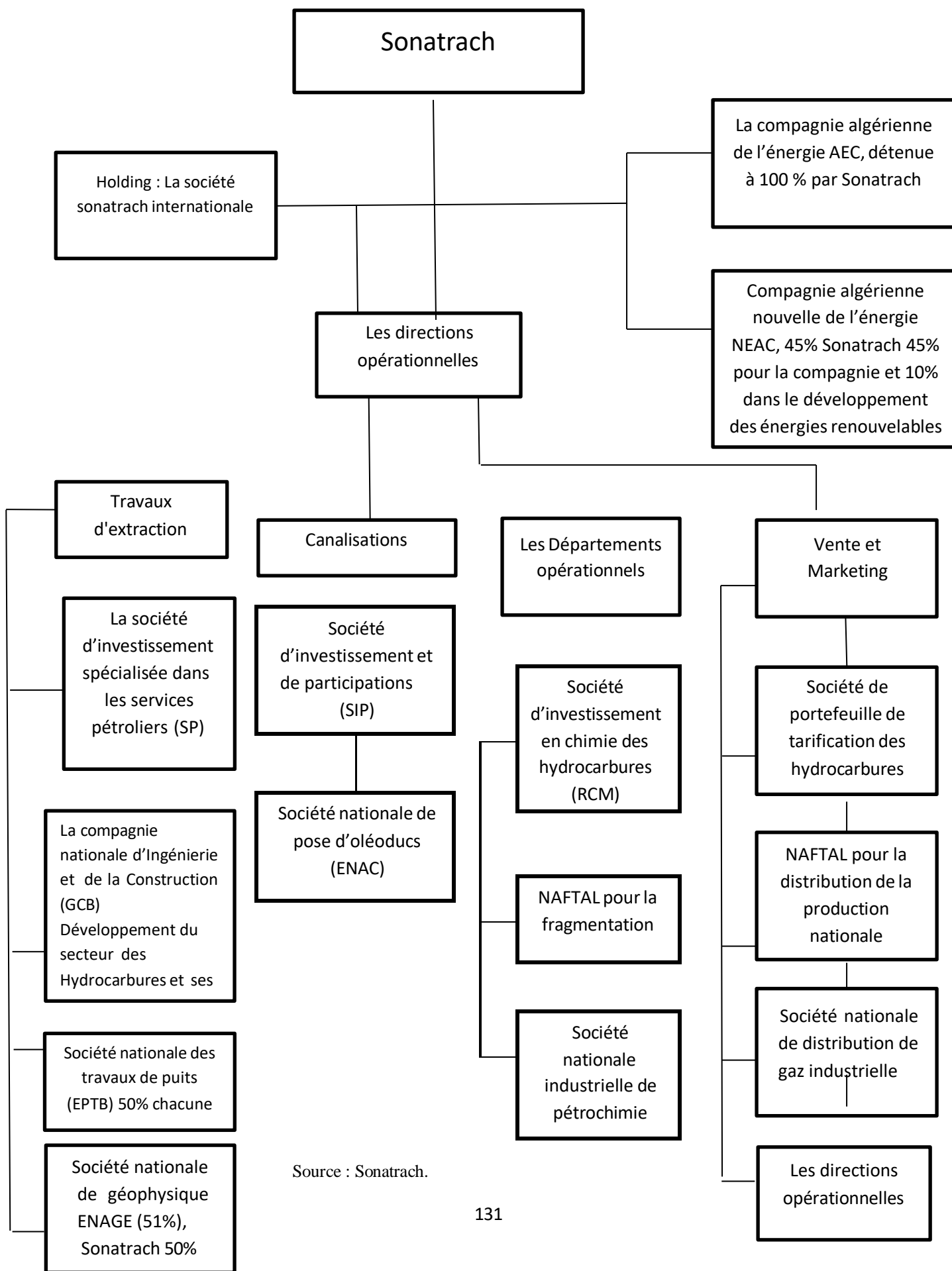
Également, depuis 2000, de nombreux projets ont été lancés dans le cadre de la démarche de développement de la performance et l'internationalisation, et le développement de la pétrochimie et la diversification dans les activités de la compagnie pétrolière. Aussi, elle a pu dépasser ses objectifs fixés entre 1999 et 2007, en termes de production. Les champs qui ont été mis en production dans la période 2000 par la Sonatrach ont participé à l'augmentation de la production initiale, qui est passée de 8 millions de tonnes équivalent pétrole à 233 millions de tonnes d'équivalent pétrole<sup>2</sup>. Nous déduisons, qu'économiquement le rôle de la Sonatrach est la seule institution nationale en Algérie qui détient le pouvoir direct sur les activités pétrolières.

---

<sup>1</sup>Dorbane, A. (2014). Sonatrach et le partenariat étranger : action commune pour intérêts communs. Dans Mâaref (Revue académique), Sciences Économiques, 9<sup>ème</sup> année, N°17, Décembre 2014.

<sup>2</sup>Chabane, M. (2010). L'Algérie otage de ses hydrocarbures : obligation de réformes, urgence d'une reconversion. Cahiers de la Méditerranée, 81, 319-330.

Schéma n°02 : Organigramme du groupe Sonatrach et de ses filiales



Source : Sonatrach.

### **1.3. L'évolution du secteur pétrolier Algérien en quelques événements clés**

L'importance économique du pétrole réside dans le fait qu'il présente de nombreux avantages importants, car il s'agit d'une matière première stratégique. Il a son implication en temps de paix et de guerre, car c'est l'élément le plus important de l'évaluation stratégique de l'État. En conséquence, le pouvoir de l'État est basé, et à travers son contrôle sur les ressources pour se positionner sur le conflit mondial dans son ensemble. Également, utiliser comme un véritable indicateur pour mesurer le progrès et la prospérité des pays.

Il a également deux faits importants : premièrement, c'est une source d'énergie qui bénéficie d'une position privilégiée parmi un ensemble important de ressources issues de nombreux procédés techniques et économiques.

La seconde raison est que le pétrole est une matière première essentielle dans de nombreuses branches de l'industrie chimique et pétrochimique. Ces industries sont principalement basées sur le pétrole dans les industries des huiles lubrifiantes et du papier, le caoutchouc et les détergents industriels ainsi que certaines industries alimentaires.

L'économie algérienne a également une dépendance absolue aux hydrocarbures, car elle représente environ les deux tiers du produit intérieur brut du pays<sup>1</sup>. Ceci provient de la production de combustibles à partir du pétrole et du gaz naturel. Le dernier tiers correspond principalement aux revenus indirects provenant des hydrocarbures. Également, les hydrocarbures représentent un peu plus de 60 % des recettes budgétaires générale de la nation. En effet, la source du budget national est constituée dans sa majorité par les bénéfices que le gouvernement tire des exportations de pétrole et du gaz. Les recettes des exportations des hydrocarbures sont à hauteur de 97 %.

Le secteur des hydrocarbures en Algérie a évolué progressivement de son indépendance jusqu'à nos jours. Il a été marqué par des périodes jalonnées événements clés qui ont joué un rôle dans son développement ainsi que par des moments de crises bouleversants.

Parmi les principaux événements clés qui ont façonné le secteur pétrolier algérien, nous pouvons les relater en suivant une chronologie allant de 1965 jusqu'aux années 2000.

---

<sup>1</sup>Ainas, Y., Ouarem, N., & Souam, S. (2012). Les hydrocarbures : atout ou frein pour le développement de l'Algérie? Dans *Revue Tiers Monde*, 2012(2) (n°210), 69-88.

Une première période qui s'étend de 1962 jusqu'à 1965, correspondant à la signature de l'accord d'Alger avec le gouvernement français (comme développé précédemment). Cette étape repose principalement sur les dispositions de l'accord d'Evian, sous l'influence de la législation française, visant à élargir le périmètre de gestion du pétrole algérien par la société REPAL. Néanmoins, cette période a conduit à la création en 1963 de la société nationale Sonatrach, mécanisme ultérieur de la Politique Nationale des Hydrocarbures.

La deuxième période, de 1965 à 1971, débute avec l'Accord d'Alger et se termine par la nationalisation le 24 février 1971<sup>1</sup>. Elle repose sur un mécanisme de négociation laborieuse avec la France, un partenariat avec le groupe pétrolier américains Getty<sup>2</sup> et une éventuelle adhésion à l'OPEP.

La troisième période est caractérisée par un changement qualitatif dans la gouvernance du « pétrole arabe » de 1971 à 1973. Elle a commencé par une nationalisation en février 1971 et s'est terminée en octobre 1973 par une évolution historique des prix à la suite d'un conflit qui a précisément combiné la position des pays arabes, exportateurs d'hydrocarbures avec celle des États-Unis.

Par la suite, elles vont apparaître des phases moins favorables voire même de crises. De la sorte, de 1973 à 1986, c'est la phase qui retrace les chocs pétroliers de 73 et 79 jusqu'au contre-choc découlant d'une guerre des prix. Cette guerre, en réalité miroité une conquête de parts de marché menée par l'Arabie Saoudite pour exposer sa supériorité par rapport à l'Iran<sup>3</sup>.

Cela a plongé l'Algérie dans sa pire crise financière alors que les prix du pétrole ont quasiment chuté suite au contre-choc pétrolier (au-dessous de 10 dollars le baril). Accompagné par ce manquement brutal de ses ressources financières. L'Algérie n'a eu d'autre choix que de promulguer une loi plus clémente 1986 qui stipulait l'ouverture des activités en amont sur le domaine pétrolier, puis elle l'a amendée en 1991 pour amplifier l'atteinte aux découvertes de gaz<sup>4</sup>.

---

<sup>1</sup>Himed, M., & Belil, M. (2021). La stratégie de libération du pétrole en Algérie, de l'indépendance à la nationalisation 1962-1971. *ElWahat pour les Recherches et les Etudes*, 14(2), 1550-1574.

<sup>2</sup>Mekideche, M. (2009). Le secteur des hydrocarbures en Algérie : Piège structurel ou opportunité encore ouverte pour une croissance durable? Dans *Confluences Méditerranée*, 2009(4) (N°71), 153-166.

<sup>3</sup> Ibid.

<sup>4</sup>Benchikh, Madjid. (2007). La nouvelle loi pétrolière algérienne: direction publique et économie de marché. *L'Année du Maghreb*, II, 201-221.

Une autre période s'étend de 1986 jusqu'à 1998. Il ne s'agit plus seulement de difficultés relatives aux finances publiques, mais carrément d'une crise globale touchant toute l'économie algérienne, tous secteurs confondus. C'est ainsi que nous pouvons citer l'exemple des événements d'octobre 1988, ainsi que la décennie 1990 marquée par l'incursion du terrorisme intégriste, témoignant de la crise traversée par le pays.

Cette situation a contraint le pays, avec l'aide du Fonds monétaire international et de la Banque mondiale, à prolonger le remboursement de sa dette et à entreprendre un programme d'ajustement structurel de 1994 à 1998.<sup>1</sup>

Toutefois, la loi 86 aboutit à des résultats assez concluants. C'est de la sorte que l'Algérie gagne une place considérable sur le marché mondial des hydrocarbures. En tenant compte des prix qui engagent une hausse progressive et un plus grand volume de gaz est produit et distribué vers le marché européen par l'enrichissement des infrastructures, notamment la mise en œuvre d'un gazoduc qui déverse jusqu'en Espagne et l'allongement du gazoduc vers l'Italie<sup>2</sup>.

Néanmoins, en 1998-1999, arrive un signal inattendu de courte période sur les indicateurs financiers du fait de l'abaissement des prix du pétrole (le cours du baril a chuté à moins de 15 dollars, soit un prix divisé par deux par rapport à celui inscrit en 1996<sup>3</sup>).

Cependant, l'Algérie a rejeté un éventuel soutien financier dans son commerce international de la part des institutions internationales, le FMI et la Banque mondiale. Par la suite, une période plus aisée s'en suit, elle s'étale entre 2000 à 2008. Ainsi, l'Algérie connaît une décennie de prospérité et de croissance économique, du fait d'un prix du pétrole très attractif et des volumes de pétrole important à l'exportation<sup>4</sup>.

En cette période favorable économiquement, l'Algérie décrète en deux temps une inédite loi libérale sur les hydrocarbures : la loi n°05-07 du 28 avril 2005, renforcée dans le but d'une ouverture plus réservée par l'ordonnance 06-10 du 29 juillet 2006.

Pourtant, un retournement de situation survient à la fin de 2008. En effet, de nouvelles difficultés touchent le pays, découlant de la crise mondiale de 2008 qui affecte toute la planète. Le cours du baril de pétrole tombe à moins de 40 dollars, mettant ainsi dans l'incertitude le financement à long terme du développement du pays.

---

<sup>1</sup>Bouyacoub, A. (1997). L'économie algérienne et le programme d'ajustement structurel. *Confluences Méditerranée*, 21, 77-85.

<sup>2</sup>Chatelus, M. (1999). Nouvelles orientations de la politique pétrolière algérienne. *Monde Arabe Maghreb Machrek*, 166, 3-15.

<sup>3</sup>Alazard-Toux, N. (2006). Contexte actuel et perspectives du secteur pétrolier. *Oléagineux, Corps Gras, Lipides*, 13(2-3), 112-116.

<sup>4</sup>MEKIDECHE, M. (2009). *Op. Cit.*

## **1.4. Position du secteur pétrolier algérien à l'échelle internationale**

Sur le marché mondial du pétrole, l'Algérie n'est qu'un producteur modeste en comparaison avec d'autres pays tels que l'Arabie saoudite, les États-Unis ou la Russie. Toutefois, le pétrole algérien, le Sahara Blend, est d'une grande importance et très demandé sur le marché mondial. Cette importance découle de plusieurs raisons. Il y a la qualité du brut algérien que nous avons traitée plus haut. Les relations qui se sont tissées au fil du temps entre l'Algérie et les pays du nord de la Méditerranée, notamment en ce qui concerne la consommation de gaz naturel par les pays de l'Union européenne. Également, le fait que l'Algérie soit considérée comme une source fiable d'approvisionnement par les pays importateurs, à l'inverse d'autres pays tels que l'Iran ou le Nigeria.

### **1.4.1. La production pétrolière algérienne**

Les ressources en pétrole sont dénombrées en prenant en compte les réserves prouvées et en même temps sur la cadence des extractions et la production. Les volumes d'extraction et de production de pétrole brut ont baissé rapidement dès le début des années 80, la production pétrolière répondait fastidieusement aux contingentes mis en place par l'OPEP. En effet, pendant la période de 1980 à 1982, la part de la production de pétrole destiné à l'exportation a carrément était fractionnée, celle-ci qui avoisinait les 80 % est passée alors à moins 30 % contrairement aux produits pétroliers réservés à l'exportation qui ont connu un important rebond.

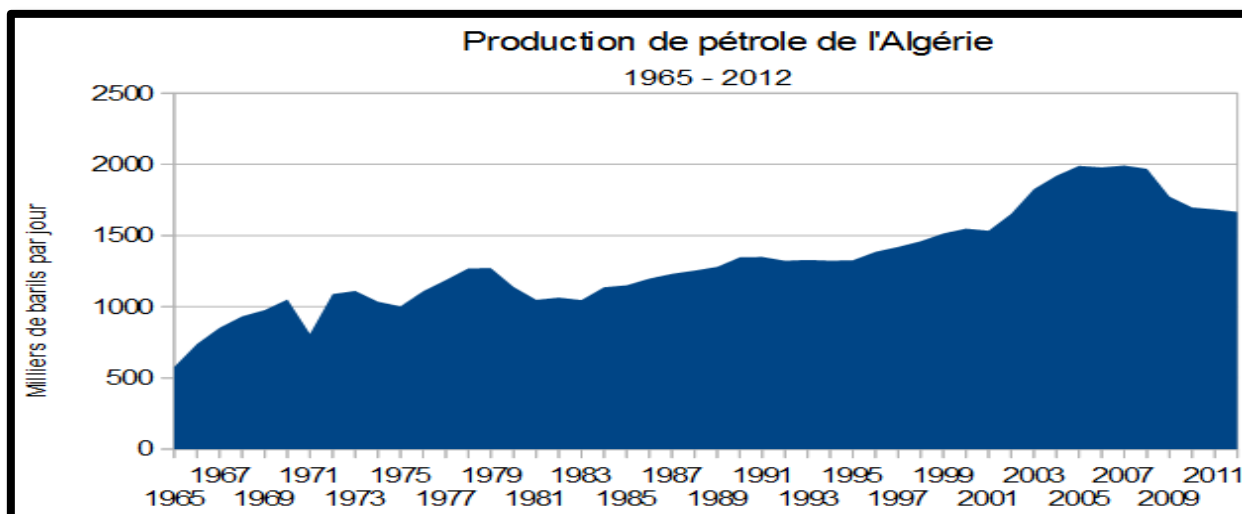
L'Algérie a produit une moyenne de 1 337 000 barils de pétrole brut par jour entre 2009 et 2019<sup>1</sup> en fonction de la conjoncture économique, et possède les cinquièmes plus grandes réserves mondiales prouvées de gaz naturel. C'est le quatrième exportateur mondial de gaz naturel après Gazprom, Shell et ExxonMobil, et le deuxième plus grand fournisseur de GNL (gaz naturel liquéfié), il fournit 25 % des besoins en gaz naturel de l'Europe par le biais de gazoducs avec l'Italie et l'Espagne. En 2001, il a atteint la moyenne la plus élevée au monde en matière d'attraction d'investissements directs étrangers dans le secteur<sup>2</sup>. Dans la figure ci-dessous, nous exposerons les volumes de production de pétrole algérien sur une longue période s'étalant de 1965 à 2011.

---

<sup>1</sup>British Petroleum. (2020). BP Statistical Review of World Energy [Rapport statistique sur l'énergie dans le monde]. Consulté sur [www.bp.com](http://www.bp.com).

<sup>2</sup>Hachemaoui, M. (2005, 21 avril). La nouvelle loi algérienne sur les hydrocarbures : les enjeux d'une libéralisation. Éd. Adnkronos International.P4.

**Figure N°19 : La production de pétrole en Algérie de 1965 à 2011 (en milliers de barils/jours).**



Source : BP.

La production pétrolière algérienne a été en perpétuelle évolution au cours des trois dernières décennies, et la diminution de la production correspond à deux chocs pétroliers 73-79, au cours desquels les pays de l'OPEP ont introduit des réductions de production. La production de pétrole a atteint un niveau de 1,8 million de barils par jour en 2008, une augmentation due en grande partie à l'augmentation de la demande mondiale de produits pétroliers. Si face à un environnement politique et économique défavorable, l'OPEP ne met pas en œuvre de nouvelles réductions de production, la production de pétrole restera au niveau actuel et les prix du pétrole deviendront plus volatils.

Cependant, après la baisse brutale des prix à partir de 2013, la production de pétrole brut a régulièrement diminué dans les années qui ont suivi, en raison principalement de retards répétés des projets, de difficultés pour attirer des partenaires d'investissement, de l'insuffisance des infrastructures et de problèmes techniques.

#### **1.4.2. Les réserves de pétrole prouvées en Algérie**

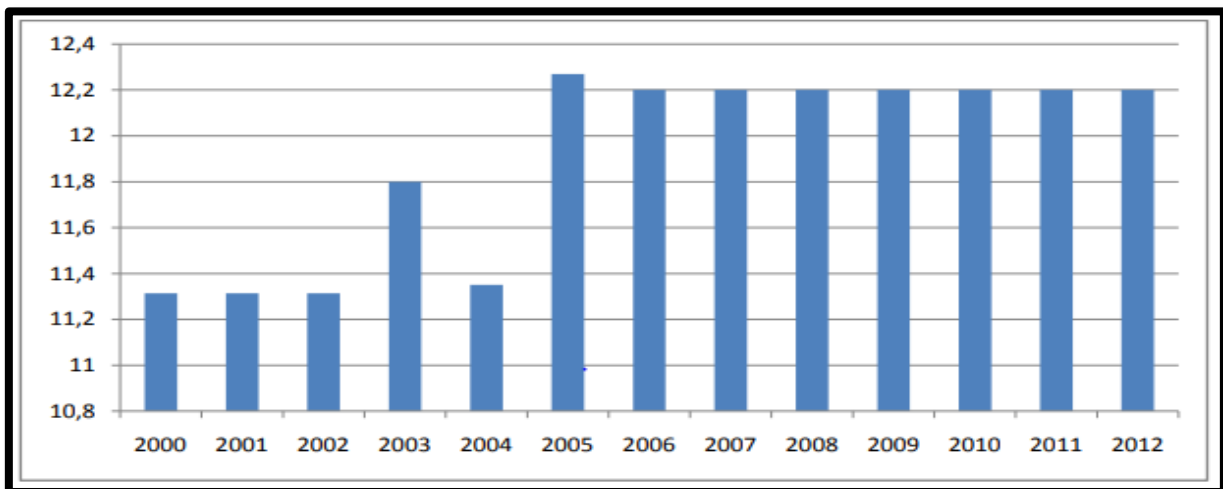
Les réserves d'hydrocarbures de l'Algérie sont encore examinées comme relativement sous-exploitées actuellement, et il y a tout lieu de supposer qu'elles connaîtront une forte élévation au futur. Dans le scénario bas, les réserves pétrolières probables et probables dépassent les réserves prouvées de 60 % et 145 %, respectivement. Pour le gaz naturel, les réserves probables et probables selon le scénario bas dépassent les réserves prouvées de 27 % et 65 %, respectivement<sup>1</sup>.

<sup>1</sup>Fonds Monétaire International. (2006, Mai). Algérie : Questions choisies (N° 05-52, p. 37).

Les réserves prouvées de pétrole brut de l'Algérie sont estimées à 11,3 milliards de barils, soit environ 1 % des réserves mondiales prouvées. Aux taux d'extraction actuels, il sera épuisé dans les 26 prochaines années. Cependant, l'augmentation des activités d'exploration a entraîné de nombreuses découvertes d'hydrocarbures<sup>1</sup>. Bien que la plupart de ces découvertes aient été faites par des sociétés étrangères.

Plus de la moitié de la production totale de pétrole algérien est réservée à l'exportation. L'Algérie poursuit une politique qui vise à réduire la part du pétrole et à étendre celle du gaz naturel pour la consommation locale afin d'augmenter les capacités de pétrole apprêtées aux exportations. Presque 90% du pétrole brut algérien est destiné à l'exportation vers l'Europe de l'Ouest (France, Allemagne, Italie). En 2003, environ 45% des exportations totales de pétrole étaient composées de pétrole brut, 22% de condensat, 20% de produits finis raffinés et 13% de GPL. La figure ci-après expose les quantités des réserves prouvées de pétrole en Algérie, au cours des années 2000.

**Figure N°20 : Les réserves prouvées de pétrole en Algérie entre 2000 et 2012 (en milliers de barils).**



Source: Etablie par nous-même à partir des statistiques publiés sur : [www.lesechos.fr](http://www.lesechos.fr).

L'Algérie fait partie des pays disposant de réserves moyennes prouvées de pétrole. En l'occurrence, selon les statistiques, l'Algérie se classe au 15e rang mondial, loin derrière l'Arabie saoudite, le Koweït ou l'Iran. Cependant, selon les experts, l'Algérie dispose de plusieurs champs pétroliers non exploités, principalement dans le sud, qui permettent au pays d'augmenter les niveaux de production et les réserves pétrolières futures et constituent les réserves financières nécessaires.

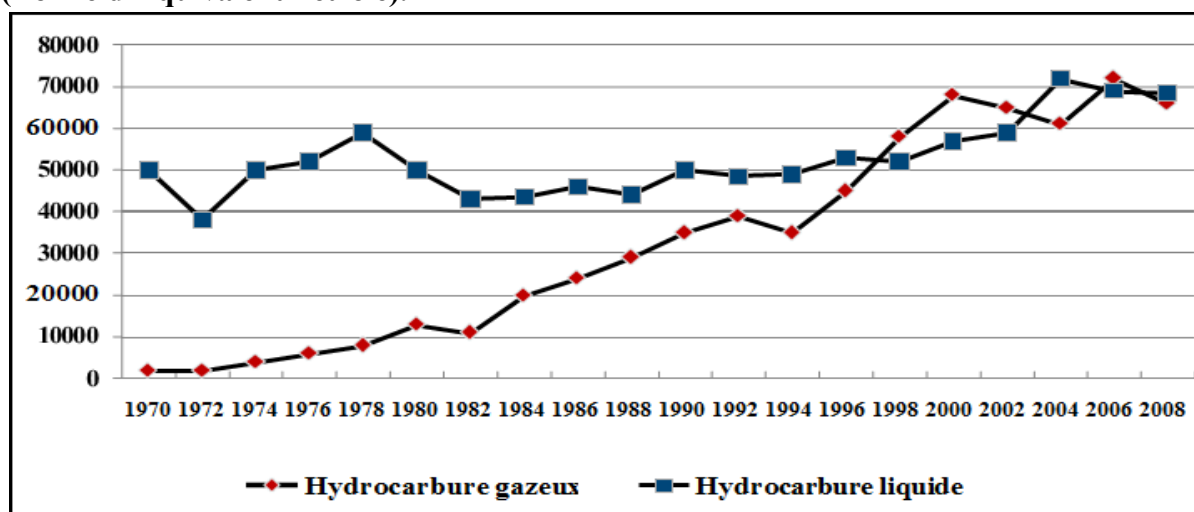
<sup>1</sup>Augé, B. (2015). L'Algérie, un État pétrolier en danger. Institut Français des Relations Internationales.

Construire une économie diversifiée qui protégera les générations futures de l'épuisement des ressources pétrolières du pays est « l'impartialité intergénérationnelle ».

### 1.4.3. Les exportations pétrolières algériennes

Les exportations d'hydrocarbures dominent les exportations de l'Algérie (97% ces dernières années) et se classent au 16e rang mondial entre 2010 et 2012<sup>1</sup>. La figure ci-dessous présente la part des exportations des hydrocarbures en Algérie en tonne équivalente pétrole pendant les années de 1970 jusqu'à 2008.

**Figure N°21: Présentation des exportations d'hydrocarbures en Algérie, 1970-2008 (Tonne d'Equivalent Pétrole).**



Source: Selon les données de l'office algérien des statistiques.

La quantité des exportations d'hydrocarbures gazeux dans les exportations totales d'hydrocarbures a considérablement augmenté, en particulier dans les années 1980, un processus qui s'est accéléré dans les années 1990. En revanche, la part des exportations d'hydrocarbures liquides (pétrole) dans les exportations totales d'hydrocarbures a été relativement stable. Cette situation reflète le niveau croissant de la production de gaz naturel en Algérie.

Les exportations d'hydrocarbures représentent en moyenne plus de 80% de la production d'hydrocarbures du pays. En effet, le prix intérieur des hydrocarbures est nettement inférieur au prix mondial (50 % à 70 % moins cher), de sorte qu'une grande partie des revenus de la commercialisation des hydrocarbures provient des exportations. Par conséquent, nous arrivons à affirmer que la variation de la production des hydrocarbures est en corrélation avec celle des exportations d'hydrocarbures, où nous constatons les mêmes séquences de décroissance des exportations liées à la diminution de la production (notamment avec les crises de 1973 et 1979).

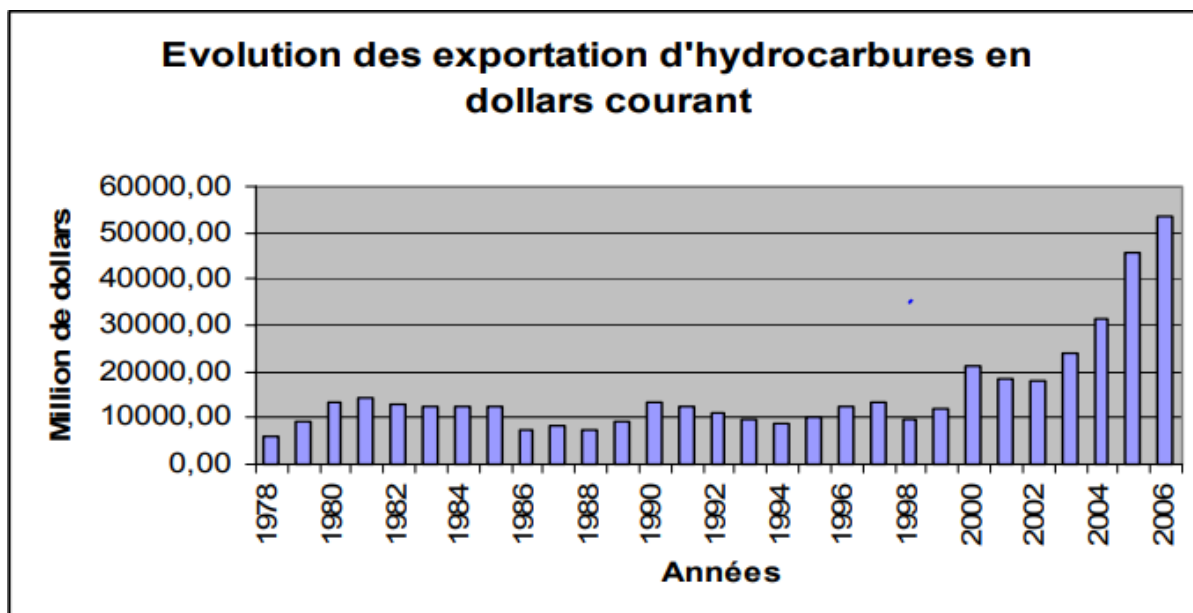
<sup>1</sup>EIA. (2014, 31 décembre). Petroleum Product Conversions, Barrels per Metric Ton [archive]. Consulté sur <http://www.eia.gov>. (Consulté le 14 avril 2020).

Par contre, la crise de l'industrie mondiale de pétrole à partir de la fin 2013 a entraîné une chute dévastatrice des prix du brut qui a eu un effet négatif sur la production de pétrole algérien et donc de ses exportations. Sur une production totale d'environ 1,1 million de barils/jour, l'Algérie exporte 540 000 barils/jour<sup>1</sup>.

#### 1.4.4. Les recettes algériennes provenant des hydrocarbures

L'économie algérienne se focalise essentiellement sur l'exportation des hydrocarbures (pays mono-exportateur). Par ailleurs, les recettes découlant des exportations des hydrocarbures devancent les 60% du Produit Intérieur Brut et indiquent plus de 97% des exportations totales. La progression des recettes d'exportations des hydrocarbures concorde avec les oscillations de la production et des exportations d'hydrocarbures, et en même temps avec les mouvements des cours du pétrole. Cette situation est prenante, parce que le secteur pétrolier est une donnée exogène et sur lequel l'Algérie ne possède pas une place prédominante qui lui confère la possibilité d'influencer l'évolution du prix du pétrole. La figure ci-après nous illustre la part des exportations d'hydrocarbures en Algérie au cours des années 1978 jusqu'à 2006.

**Figure N°22: La part des exportations d'hydrocarbures en Algérie entre 1978 et 2006 (en million de dollars).**



Source: Selon les statistiques de l'ONS.

<sup>1</sup>Banque Mondiale. (2016). Réaction de l'Algérie à l'effondrement des prix du pétrole. Récupéré sur <https://www.banquemonnaie.org/fr/country/algeria/publication/economic-brief-july-2016>.

Les exportations d'hydrocarbures en Algérie enregistrent un accroissement en périodes de vigoureuse augmentation du prix du pétrole, notamment vers les années 1979, 1990, 2000 et 2008, et une réduction significative en périodes d'effondrement du prix du pétrole, telle que la période de 1986 et de 1998. L'augmentation considérable du cours du pétrole enregistré pendant la décennie 2000 était à la base de l'amplification des exportations des hydrocarbures qui ont été de 61,3 milliards de dollars en 2011<sup>1</sup>.

## **Section II : les effets d'un prix du pétrole volatil sur l'économie algérienne**

Les prix du pétrole ont joué un rôle important en facilitant ou en entravant le processus de développement économique du pays. Par manque de disponibilité ou de confinement des sources de financement dans la mesure où l'économie algérienne est assez précaire.

En témoigne peut-être la trajectoire de l'économie nationale depuis l'indépendance, et parce que le jugement est sur la réalisation du développement économique nécessite la disponibilité d'un ensemble de conditions en plus d'atteindre un certain niveau de la stabilité des différents indicateurs économiques, qu'ils soient internes ou externes.

Cette section se penchera alors sur l'impact des variations continues des prix du pétrole sur les indicateurs économiques en Algérie.

### **2.1. Les effets sur les principaux indicateurs économiques internes**

Pour observer l'impact de la volatilité du prix du pétrole en Algérie nous avons pris en compte quatre indicateurs qui sont le Produit intérieur brut, le budget de l'Etat, le taux de chômage et le taux d'inflation.

#### **2.1.1. Les effets sur le produit intérieur brut algérien (PIB)**

Au cours des années 70, les revenus pétroliers élevés ont contribué à l'augmentation du volume des chiffres du produit intérieur brut de l'Algérie du fait de l'augmentation du volume des investissements réalisés au cours de cette période compte tenu des plans de développement successifs. Cependant, dans les années 1980, le produit intérieur brut a connu une régression concrète à la suite du contre choc pétrolier, qui a affecté négativement le volume des revenus générés du secteur des hydrocarbures.

---

<sup>1</sup> Fonds Monétaire International. (2011, Mars). Algérie, Rapport des services du FMI pour les consultations de 2010 au titre de l'article IV (N° 11/39, p. 23)

Toutefois, l'application des réformes structurelles à l'économie nationale des années 90, en coopération avec le Fonds monétaire international, ont stimulé un taux spécial de croissance économique grâce à la contribution des secteurs économiques, à l'exception du secteur des hydrocarbures, pour y parvenir. C'est ainsi que les taux de la croissance économique ont commencé à enregistrer des résultats positifs à partir de l'année 1995.

Le retour des prix du pétrole à la hausse, à partir du dernier trimestre de 1999, ajoute un niveau de stabilité diversifié sur les indicateurs de l'économie algérienne. Où cette abondance financière a été exploitée en adoptant une politique de revitalisation visant principalement à atteindre des taux élevés de croissance économique par la stimulation de la demande globale par le canal de la dépense publique grâce à la mise en place de projets d'investissement.

Par la suite, Le PIB algérien a connu une croissance significative en passant de 2.5% pour l'année 2001 à 2.7% en 2002. Cette progression intéressante par rapport à la réduction remarquée en 2000 qui n'excédait pas le taux de 1.2%<sup>1</sup>. La croissance du PIB s'est maintenue considérablement pour atteindre une hauteur de 6,8% en 2003, un niveau qui dépasse largement la croissance enregistrée vers les années 90. Par contre, cette accélération revient principalement au développement de certains secteurs hors hydrocarbures en raison des politiques d'encouragement à la diversification mis en place par l'Etat algérien.

La croissance économique s'est établie autour de 5,2 % en 2004, un léger ralentissement par rapport à 2003 (année de croissance favorable). Les principales raisons sont que la croissance de la production d'hydrocarbures a ralenti et la production agricole a chuté. En 2005, le taux de croissance économique global était de 5,1 %. Cette croissance économique a été tirée par le secteur du bâtiment (+7,1%), les hydrocarbures (+5,8%) et les services (+5,6%)<sup>2</sup>. En 2005, l'industrie pétrolière et gazière a généré près de 45 % du PIB.

La croissance du PIB algérien a ralenti à 1,8 % en 2006, avant de reprendre légèrement à 3 % en 2007. Au cours de la période 1999-2005, la croissance a bien sûr été tirée par le secteur des hydrocarbures, mais aussi par les gains des secteurs autres que les hydrocarbures et l'agriculture, notamment les services et la construction.

---

<sup>1</sup>Refafa, B., & Ramli, M. (2018, juin). Le Rôle des Hydrocarbures sur la Croissance Economique en Algérie. Dans 03 التمويل مجلة املستدامة والتنمية والاستثمار, (01)

<sup>2</sup> Ibid.

Par contre, à partir de 2006, la contribution du secteur pétrolier et gazier à la croissance du PIB a été négative : -2,5% et -0,7% en 2007. En 2007, le secteur non pétrolier et gazier a progressé de 6,4 % : le secteur agricole a progressé de 5,9 %, tandis que la construction et les services ont enregistré une forte croissance de 9,5 % et 7,7 %, respectivement<sup>1</sup>. La forte croissance de ces secteurs renvoie principalement aux importants programmes d'investissements publics du PSRE (Programme de soutien à la relance économique) et du PCSCE (Programme de consolidation et soutien à la croissance économique) et à l'environnement économique favorable au BTPH.

Le taux de croissance économique en 2008 et 2009 était de 4% et de 3,8%<sup>2</sup>, respectivement. Les chiffres mettent en exergue l'ultime dépendance de la croissance économique algérienne aux hydrocarbures, compte tenu de leur part dans le PIB.

Les taux de croissance étaient de 3,3% et 7,1% hors secteur des hydrocarbures en 2012 et de 2,7% et 5,9% hors secteur des hydrocarbures en 2013. Par rapport à 2012, nous constatons une baisse de 0,6% et 1,2% hors secteur des hydrocarbures<sup>3</sup>.

Ce taux de croissance est tiré par les initiatives d'investissement du gouvernement et les augmentations continues des dépenses publiques, ainsi que par une forte demande intérieure, caractérisée principalement par l'investissement public. Dès 2001, l'Etat algérien a mis en œuvre trois programmes quinquennaux consécutifs d'investissements publics, dont la plupart sont financés par les revenus des hydrocarbures.

Par la suite, la chute des cours du pétrole a exercé une pression sur les finances publiques, les balances commerciales et les réserves de changes. Le déficit budgétaire s'est fait profondément sentir, passant de 1,4 % du PIB en 2013 à 15,7 % du PIB en 2016. Les réserves totales sont passées de 194 milliards de dollars américains en 2013 à environ 108 millions de dollars américains en 2016 et ont encore plus baissé pour atteindre 60 milliards de dollars américains en 2018<sup>4</sup>. La monnaie algérienne s'est dépréciée de 20 % en termes nominaux dès la mi-2014 en raison de la détérioration des termes de l'échange. L'inflation a atteint 4,8 % en 2015.

Le graphique ci-dessous évalue la relation entre les prix du pétrole algérien et la croissance du PIB réel, permettant de mesurer indirectement le poids des hydrocarbures dans la croissance économique.

---

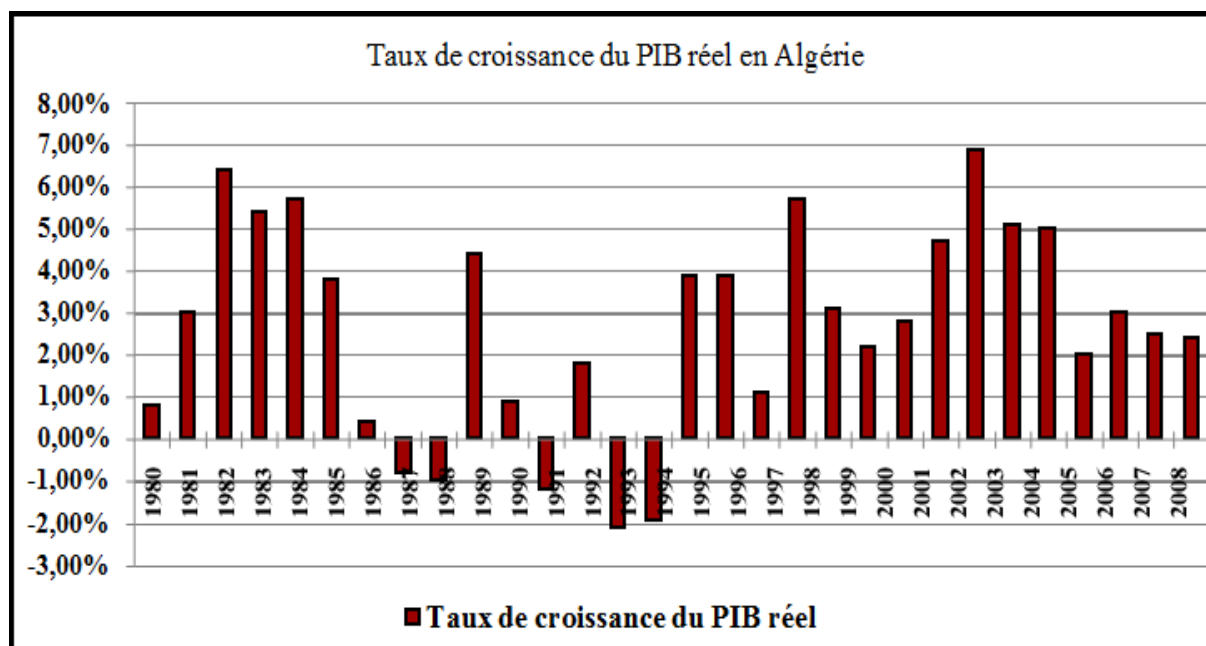
<sup>1</sup>ONS Algérie. (2014). Les comptes économiques en volume de 2000 à 2014 (N°710)

<sup>2</sup> Ibid.

<sup>3</sup> Ibid.

<sup>4</sup>Banque Mondiale. (2016). Réaction de l'Algérie à l'effondrement des prix du pétrole. Récupéré sur <https://www.banquemonde.org/fr/country/algeria/publication/economic-brief-july-2016>.

Figure N°23 : Evolution du produit intérieur brut en Algérie (en %)



Source : D'après les données du FMI.

Tout au long des années 1970 (période marquée par la flambée des prix du pétrole), l'économie algérienne a connu une croissance d'environ 7 %, avec un taux d'investissement brut de plus de 35 %. Le PIB a atteint 80,573 milliards de dinars courants en 1977, alors qu'en 1963, il n'était que de 13,13 milliards de dinars courants<sup>1</sup>.

Encore une fois, 1986 a été une année turbulente entraînant plusieurs années de croissance négative du PIB réel. Entre 1994 et 2002, la relative stabilité des prix du pétrole et l'adoption de programmes d'ajustement structurel visant la stabilité macroéconomique et la lutte contre les dysfonctionnements économiques ont conduit à une croissance du PIB réel de l'Algérie, quoique positive, devenue faible.

Depuis 2003, le PIB réel est positif, légèrement supérieur à celui de la période précédente, alors que les prix du pétrole ont bondi. Il y a donc eu quatre périodes différentes de croissance du PIB à savoir :

- Première période : elle dure du début des années 1970 à 1985. Cela a été une période de forte croissance du PIB, soutenue par des prix du pétrole nettement plus élevés et une amélioration des tendances du commerce et de la dette extérieure.

<sup>1</sup>Benissad, M. E. (1979). Economie du développement de l'Algérie. Paris: Economica. (p.49)

- La deuxième période : c'est la période qui a commencé avec le contre-choc pétrolier et a duré jusqu'en 1994. Elle est caractérisée par un fort ralentissement économique. La phase de désaccumulation s'installe longuement et prend place dès le début de l'année 1986. Le PIB n'a augmenté en moyenne que de 0,5% sur la période 1985-1992 contre 5,7% en 1984. Le principal agrégat, le PIB hors hydrocarbures, a enregistré une contraction de 2,4 % sur la même période. En conséquence, le PIB réel de l'Algérie a enregistré une croissance négative, sauf en 1989 en raison de la guerre du Golfe attendue. Il faudra attendre 2003 pour revenir aux niveaux de 1982.
- La troisième période : celle-ci fait référence à la période de 1995 à 2002. Elle se caractérise par des prix du pétrole relativement stables et une croissance positive mais faible du PIB.
- La quatrième période : c'est la période qui se passe entre 2003 et 2010, elle est marquée par un rebond de la croissance positive du PIB qui a culminé en 2003 à environ 6,9 %. Quantitativement, le PIB est passé de 4 546 milliards de DZD (57,1 milliards de dollars) en 2002 à 7 544 milliards de DZD (102,7 milliards de dollars) en 2005. Il était de 9 306 milliards de dinars (134,3 milliards de dollars) pour l'année 2007. En 2008, il était de 10 994 milliards de dinars (170,2 milliards de dollars)<sup>1</sup>. Néanmoins, la crise des subprimes de 2008 et la baisse des prix du pétrole ont induit une forte baisse de la croissance du PIB réel. Il est passé de 5 % en 2005 à 2,40 en 2009.

Le rapprochement de l'évolution des prix du pétrole et du PIB de l'Algérie révèle une corrélation significative entre les deux variables économiques.

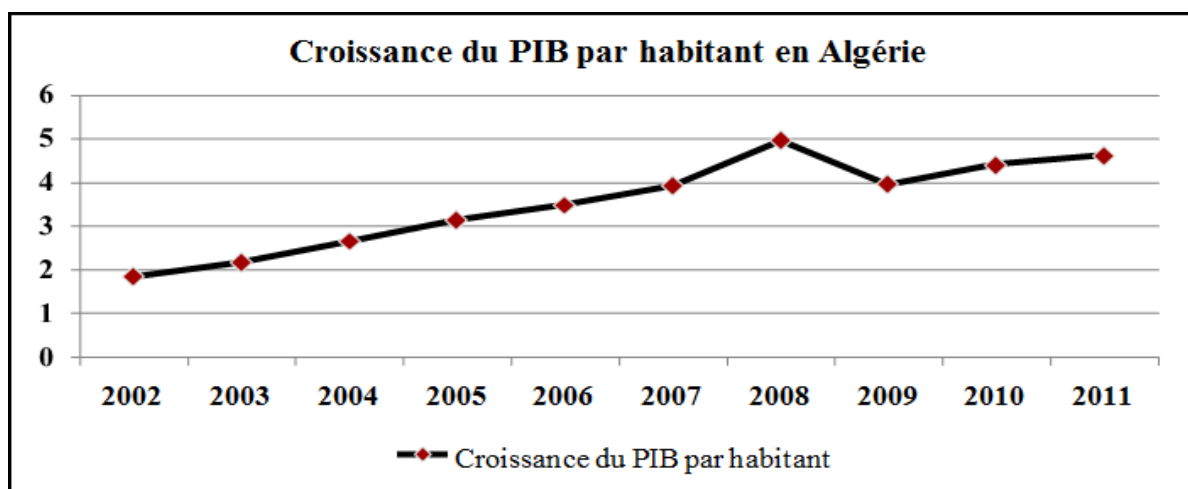
La croissance du PIB réel pendant la période de hausse des prix du pétrole a permis des améliorations significatives du PIB/habitant et du PIB/secteur après une dizaine d'années de baisses régulières et parfois très brutales.

Le PIB par habitant est passé de 1 819 dollars en 2002 à 2 627 dollars en 2004 et 4 940 dollars en 2008 (voir graphique ci-dessous). Compte tenu du potentiel de l'Algérie, celui-ci est encore nettement insuffisant.

---

<sup>1</sup> Fonds Monétaire International. (2011, Mars). Algérie : Les consultations de 2010 au titre de l'article IV (Rapport des services du FMI, N°11/39, p. 22).

**Figure N°24 : Evolution du PIB par habitant en Algérie.**



Source : Elaboré à partir des données du FMI et de la banque d'Algérie.

L'évolution du PIB affectera la qualité de vie des Algériens, en augmentant les revenus et la consommation d'une part et en améliorant l'épargne d'autre part. Par ailleurs, en neuf ans, le rebond de la croissance économique a permis de réduire le taux de chômage de 30% en 2000 à 10,2% en 2009.

### **2.1.2. Impact des fluctuations du prix du pétrole sur le budget de l'Etat**

La majeure partie des recettes budgétaires de l'Algérie (plus de 60 %) proviennent des taxes pétrolières. La vulnérabilité des recettes budgétaires par rapport aux variations des prix du pétrole est nettement plus significative que celle exercée sur les dépenses budgétaires. L'explication est que les variations des prix du pétrole affectent directement les recettes publiques.

L'effondrement du budget de l'État s'est produit en 1985 et a duré jusqu'en 1992. Aucun programme d'investissement public enregistré pendant cette période n'a pu être achevé. Cette tendance se poursuivra jusqu'en 1999 en raison des ajustements structurels. À partir de cette année, la hausse des prix du pétrole a libéré l'État des restrictions sur les ressources et des programmes d'ajustement. La hausse des prix du pétrole, en particulier dans les années 2000, a considérablement augmenté les recettes publiques et permis une amélioration des conditions budgétaires.

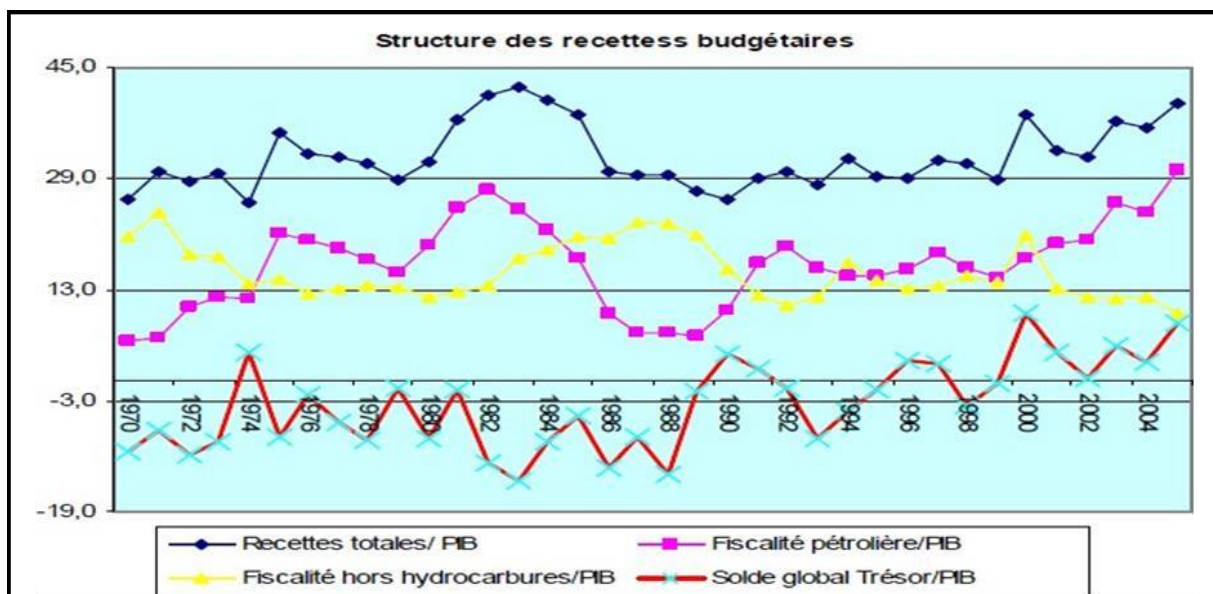
Toutefois, à partir de 2000, les lois de finance qui se sont constituées ont pris une mesure de protection en se basant sur un prix du pétrole qui n'excède pas les 19 dollars. Ainsi, tout excédent de recette qui en résulte du fait d'un prix du pétrole plus élevé par rapport aux prévisions de la loi de finance est directement affecté à un Fonds de régulation des recettes.

Les revenus de ce fond correspondent à environ 38% du produit intérieur brut<sup>1</sup>. Voici les éléments qui ressortent de l'année 2004 :

- En prenant comme référence un prix du pétrole de 19 dollars le baril, le budget de 2004 a été réalisé avec un déficit de près de 400 milliards de dinars, soit plus de 7 % du PIB ;
- Sur la base d'un prix réel moyen du pétrole de 38 dollars le baril, le solde budgétaire réel pour 2004 est de 2 707 milliards, qui correspondent à près 4,4 % du PIB et ceux quelle que soit l'affectation des revenus de la fiscalité du pétrole.

La figure ci-dessous nous renvoie à une analyse des effets du prix du pétrole sur les recettes budgétaires sur une période s'étalant de 1970 jusqu'à 2004. Elle intègre également la variation des taxes pétrolières et la part des autres domaines d'activité dans le PIB.

**Figure N°25: L'oscillation des recettes budgétaires en Algérie (en % du PIB).**



Source : BENABDALLAH Y., « Économie politique de la transition dans une économie pétrolière : le cas de l'Algérie », Edition CREAD, 2008, p05.

Nous avons constaté qu'entre 1974 et 1984, période marquée par la hausse des prix du pétrole, la taxe pétrolière représentait entre 50 % et 63 % des recettes fiscales de l'État. Également pour 1986, la baisse du cours du pétrole a eu un effet probant sur la fiscalité hors secteur pétrolier qui a alors gagné en pourcentage dans le PIB (accroissement du taux des rentes hors hydrocarbure sur le PIB) et un effet défavorable sur la rente pétrolière dont la part dans le PIB s'est contractée.

<sup>1</sup> Fonds Monétaire International. (2011, Mars). Algérie : Les consultations de 2010 au titre de l'article IV (Rapport des services du FMI, N°11/39, p. 06).

Les années 1990 ont été caractérisées par des prix du pétrole relativement stables, et la part des taxes pétrolières dans le PIB était relativement stable et proche de celle des taxes provenant des autres secteurs. En raison de la hausse des prix du pétrole brut depuis 2000, le ratio taxe pétrolière/PIB a été révisé à la hausse et le ratio taxe hors hydrocarbures/PIB a été révisé à la baisse. Par ailleurs, nous constatons que le ratio recettes budgétaires totales/PIB suit l'évolution du ratio fiscalité pétrolière/PIB. Ceci revient au fait qu'il y a une part importante des revenus pétroliers dans les recettes budgétaires globales du pays.

Les recettes budgétaires en 2002 étaient de 1 603 milliards de dinars, dont 1 080 milliards de dinars provenaient des hydrocarbures et 595 milliards de dinars des revenus hors hydrocarbures. En 2008, les recettes budgétaires ont grimpé à 519,1 milliards de dinars, dont 408,9 milliards de dinars de recettes d'hydrocarbures et 1 102 milliards de dinars de recettes hors hydrocarbures, pour atteindre 3 675 milliards de dinars en 2009 dont 24 130 milliards de dinars sont liés aux hydrocarbures (correspondant à près de 66% des recettes globales) et 1 262 milliards de sont des recettes relatives aux autres secteurs (correspondant à près de 34% des recettes globales).

On note ainsi que les recettes budgétaires de 2008-2009 ont baissé du fait de la baisse des recettes des hydrocarbures, expliquée par la baisse des cours du pétrole fin 2008, alors que pour les autres secteurs, les recettes sont restées stables. C'est le même cas de figure qui s'est produit avec la chute du prix du pétrole en 2014. Où, Le déficit budgétaire s'est creusé de 1,4 % du PIB en 2013 à 15,7 % du PIB en 2016<sup>1</sup>.

En d'autres termes, le prix du pétrole n'est pas un modérateur ou un facteur d'équilibre du budget national, mais un facteur de déstabilisation du budget national, et de ce fait, selon un ministre des Finances algérien, une baisse de 1 \$ du prix du pétrole crée un déficit de 30 milliards de dinars pour la trésorerie algérienne<sup>2</sup>.

La dépendance grandissante du budget national au cours du pétrole approuve pleinement la réalité étudiée. Les recettes pétrolières en Algérie entraînent un effet d'éviction sur les autres secteurs d'activité. Trois points principaux tentent à synthétiser cette situation :

- Un régime fiscal encore plus souple compte tenu des ressources financières apportées par les revenus pétroliers.

---

<sup>1</sup>Banque Mondiale. (2016). Réaction de l'Algérie à l'effondrement des prix du pétrole. Récupéré sur <https://www.banquemoniale.org/fr/country/algeria/publication/economic-brief-july-2016>.

<sup>2</sup>Benabdallah, Y. (2006). Croissance économique et dutch disease en Algérie. Cahiers du CREAD, 75, 9-41.

- Des exonérations fiscales relatives (baisse des taux d'imposition et suppression de certaines taxes) dans le cadre des réformes économiques.
- Une diminution des impôts attachés à la baisse du tarifaire des douanes et à l'abolition dans le contexte de partenariat EUROMED.

### **2.1.3. L'Impact des variations du prix du pétrole sur le taux d'inflation**

Les conditions du marché de pétrole ont un impact direct sur la masse monétaire et les niveaux de liquidité de l'Algérie dans l'économie, et donc sur l'inflation.

Sur une période baissière des prix du pétrole et donc des recettes pétrolières, l'offre monétaire est plutôt endogène et exige à la Banque d'Algérie de recourir au refinancement. Par contre, sur une période de hausse des cours du pétrole et donc des recettes pétrolières, ici l'offre monétaire est nécessairement exogène due aux devises importantes provenant des exportations pétrolières.

Ces deux options résultant de la volatilité des prix du pétrole compliquent la mise en œuvre de politiques monétaires à long terme. Dans ce contexte, les ressources pétrolières font guise de rempart au développement d'une intermédiation financière dynamique convergeant vers la vulgarisation des marchés de capitaux<sup>1</sup>.

La maîtrise sur la création de monnaie est davantage incertaine qu'une part significative des rentes pétrolières est monétisée par les dépenses publiques. L'incapacité d'agir sur l'impact monétaire de la stratégie budgétaire réduit l'efficacité des mécanismes de la politique monétaire mise en place.

En effet, la considération des mécanismes de la Banque centrale (Taux d'accroissement des agrégats monétaires et l'encadrement du crédit) dans une mesure anti-inflationniste, cela pourrait être contrecarré par la création de monnaie déclenchée par des politiques budgétaires expansionnistes basées sur l'utilisation non réglementée des rentes pétrolières. La plupart de ses dépenses sont dirigées vers des secteurs de production de biens non échangeables ou des investissements non productifs.

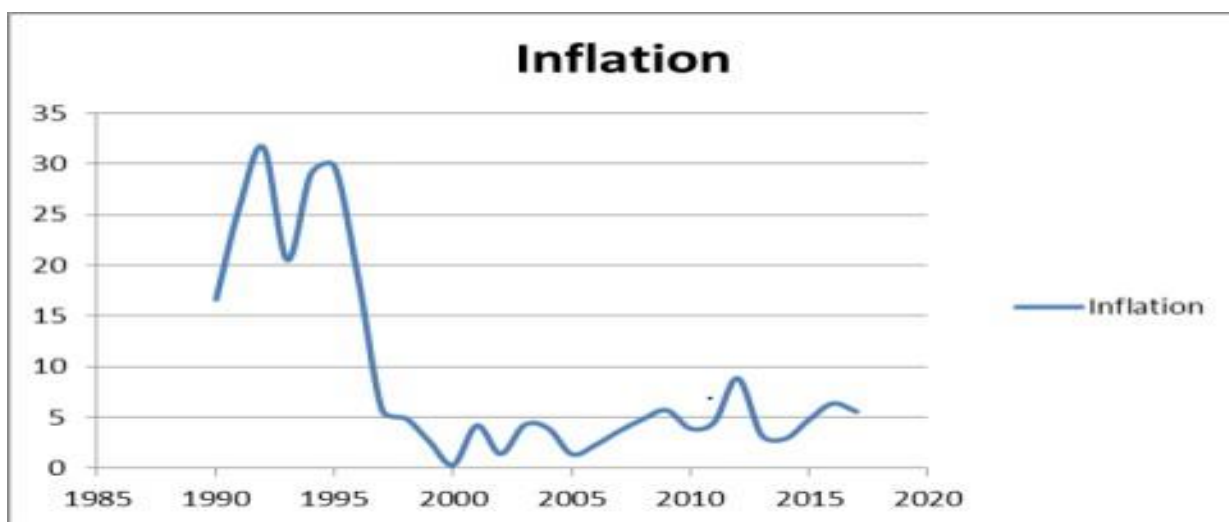
Cette action conduit à une inflation plus élevée, car les dépenses publiques augmentent la masse monétaire en circulation sur des tendances plus élevées par rapport au PIB.

---

<sup>1</sup>Atmani, A., & Mouffok, N-E. (2021). Analyse économique des variations des prix du pétrole sur la conduite de la politique monétaire en Algérie. Journal d'études en économie et Management, 04(02), ISSN : 2602-6570.

En outre, l'inflation a été modérée, en particulier pendant les périodes de conditions favorables du marché pétrolier (prix du pétrole plus élevés), ce qui entraîne une expansion monétaire et budgétaire et une augmentation des réserves de changes. En Algérie, l'inflation semble contrôlée ces dernières années (voir la Figure n°26).

**Figure N°26 : Le taux d'inflation en Algérie entre 1985 et 2018.**



Source : MOHAMMEDI F-Z., MESBAHI F-Z., « La politique monétaire et le ciblage d'inflation en Algérie 1990 – 2017 », Revue des Etudes Economiques, Vol. 22, N°01, Année 2020.

L'inflation a progressivement diminué, passant d'environ 32 % en 1992 à moins de 2 % en 2005<sup>1</sup>. Ce revirement de situation revient à la politique monétaire restrictive mise en place par le gouvernement algérien, ces dernières années. Cela vise principalement à protéger la valeur du dinar algérien.

Justement, la création du Fonds de régulation des recettes pétrolières en 2000 a été un moyen utilisé par la Banque d'Algérie pour mieux disposer de liquidités additionnelles générées par les recettes d'exportation des hydrocarbures. Effectivement, le FRR permet de constituer des réserves pendant les périodes de hausse des prix du pétrole et d'en disposer pendant les périodes de baisse des prix du pétrole et d'illiquidité du marché.

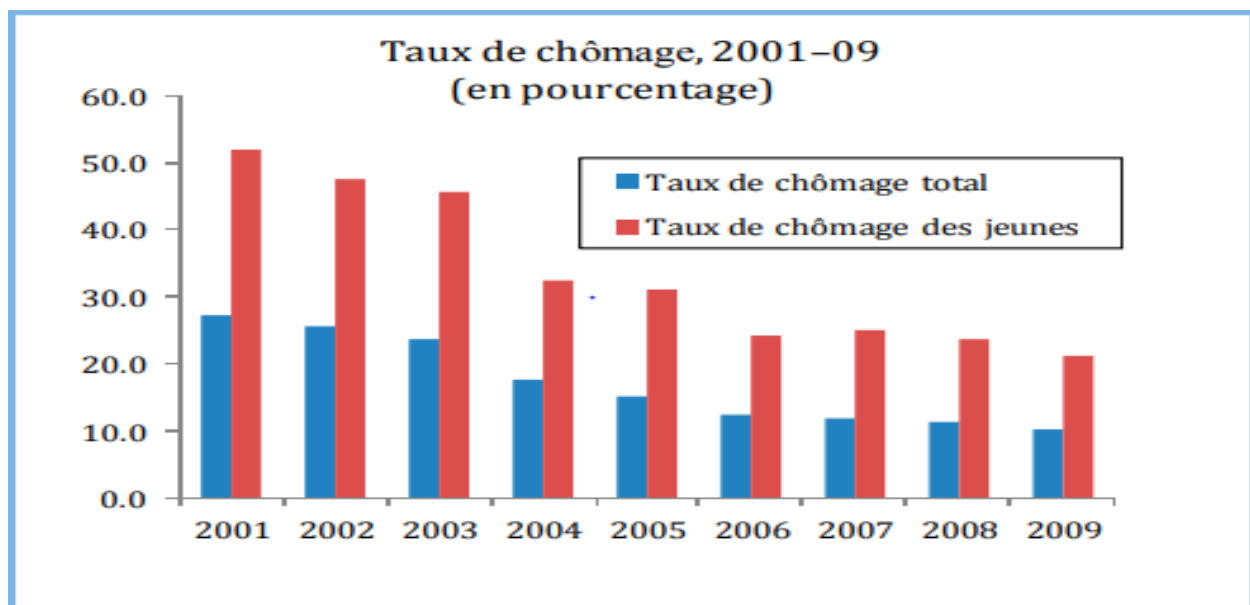
#### **2.1.4. L'Impact des fluctuations du prix du pétrole sur le taux de chômage**

L'Algérie a le taux de chômage le plus élevé des pays méditerranéens (27% en 2001, contre 20% au Maroc et 16% en Tunisie). Il est habituellement connu que les taux de chômage qui excède les 25 % de la population active sont plus contraignants à estimer.

<sup>1</sup>Fonds Monétaire International. (2007, février). Algérie : Questions choisies. Rapport du FMI N° 07/61, p. 12.

Quoi qu'il en soit, malgré la baisse de 2,3 % du taux de chômage de 2001 revendiquée par les autorités au cours des 15 dernières années, ce taux n'a guère arrêté de suivre une ascension vertigineuse et reste ainsi à des degrés intolérables<sup>1</sup>.

**Figure N°27 : Taux de chômage en Algérie entre 2001-09.**



Source : D'après les données du FMI.

L'illustration du chômage dans la figure ci-dessus interpelle sur plusieurs points à savoir :

Le taux de chômage de l'Algérie était stable et très élevé sur la période 1998-2002, mais en 2003 le taux de chômage de l'Algérie a dépassé 45%, connaissant une baisse significative mais insuffisante. Ainsi, le chômage n'a pas diminué avec la hausse des prix du pétrole et la part croissante des hydrocarbures dans l'économie. En effet, le secteur des hydrocarbures représente encore une faible part des créations d'emplois en Algérie.

Il est pertinent d'envisager des actions pour encourager l'activité productive, qui est non seulement à l'origine d'une croissance à long terme, mais en même temps créatrice d'emplois.

Durant les années 2000, nous remarquons une baisse significative du taux de chômage. Ce dernier a été divisé par deux en cinq ans passant de 30% en 2000 (le plus haut depuis la fin des années 1980) à 25,7% en 2002 et 15,3% en 2005.

Le taux de chômage était de 10,2% en 2009 (une partie non dérisoire de ce taux correspond à une sorte de chômage structurel), cette croissance défavorable s'explique par les larges programmes d'investissements mis en place, les actions de soutien à l'emploi des plus jeunes et par les aides financières accordés dans la mesure de la création de petits projets d'investissements par les nouveaux diplômés.

<sup>1</sup>Benderra, O., & Hidouci, G. (2004). Algérie : Économie, Prédation et État policier. Comité Justice pour l'Algérie, Dossier N° 14, p. 09.

Par exemple, le taux de chômage n'a cessé de baisser, en ligne avec la forte croissance du secteur hors hydrocarbures qui a caractérisé la période 2008-2009 (le poids du secteur des hydrocarbures dans l'économie a diminué) et la baisse des prix du pétrole. Dans cette perspective, il convient de rappeler que les secteurs les plus attractifs en ce qui concerne la création d'emplois sont la construction, l'agriculture, le commerce, les transports et les communications, la fonction publique. L'activité de la manufacture est dans une dynamique d'emploi en récession alors que le poids relatif du secteur dans le PIB<sup>1</sup>.

## **2.2. Les effets sur les principaux indicateurs économiques externes**

Les prix du pétrole, qui déterminent le niveau des recettes d'exportation d'hydrocarbures et des réserves de changes de l'Algérie, affectent directement une variété de variables qui reflètent la position extérieure de l'économie algérienne. Ces indicateurs externes correspondent à la balance commerciale, aux dettes extérieures, taux de change, réserves de changes.

La croissance économique de l'Algérie a ainsi continué d'être soutenue principalement par la poursuite des augmentations du volume et du prix des exportations d'hydrocarbures, qui ont permis au pays d'améliorer sensiblement sa position extérieure. Effectivement, la position extérieure de l'économie algérienne s'est sensiblement améliorée entre 2004 et 2008 dans le sillage de la hausse des prix mondiaux du pétrole. En 2008, les réserves de changes ont progressé à 148 milliards de dollars et le solde du compte courant était plus au moins supérieur à 20 % du Produit Intérieur Brut<sup>2</sup>.

### **2.2.1. L'impact de la variation du prix du pétrole sur la balance commerciale**

La balance commerciale est considérée comme très sensible aux fluctuations des prix du pétrole en raison de la capacité d'exportation du pays. En fait, les pays du Maghreb n'affichent pas de variations de leurs balances commerciales en réponse aux variations des prix du pétrole, mais, à l'exception de l'Algérie, il existe une relation positive, expliquée du fait que le revenu des exportations d'hydrocarbures représente à lui seul plus de 97 % des exportations totales.

Les conditions du commerce extérieur continuent d'être fortement influencées par l'évolution des prix du baril de pétrole sur le marché mondial. Cette évolution favorable des prix, couplée à l'augmentation des volumes d'exportation, se traduit généralement par des excédents commerciaux. En revanche, une baisse des prix du pétrole et/ou une baisse des quantités d'hydrocarbures exportées auront l'effet inverse : un déficit commercial.

---

<sup>1</sup> Djoufelkit, H. (2008). Rente, développement du secteur productif et croissance en Algérie. Agence Française de Développement, p. 08.

<sup>2</sup>Fonds Monétaire International. (2011). Rapport sur "Algérie : Les consultations de 2010 au titre de l'article IV" (N° 11/39, p. 06).

L'exposition des indicateurs externes est également élevée. Les exportations de l'Algérie sont considérées comme les moins exhaustives par rapport aux autres pays producteurs de pétrole brut. Les exportations en dehors du secteur des hydrocarbures occupent une place minime avoisinant les 3% des exportations globales. L'insuffisance de diversification des exportations a accru l'instabilité des recettes d'exportation. Dans le même temps, la dépendance par rapport aux importations des biens à la consommation a grimpé.

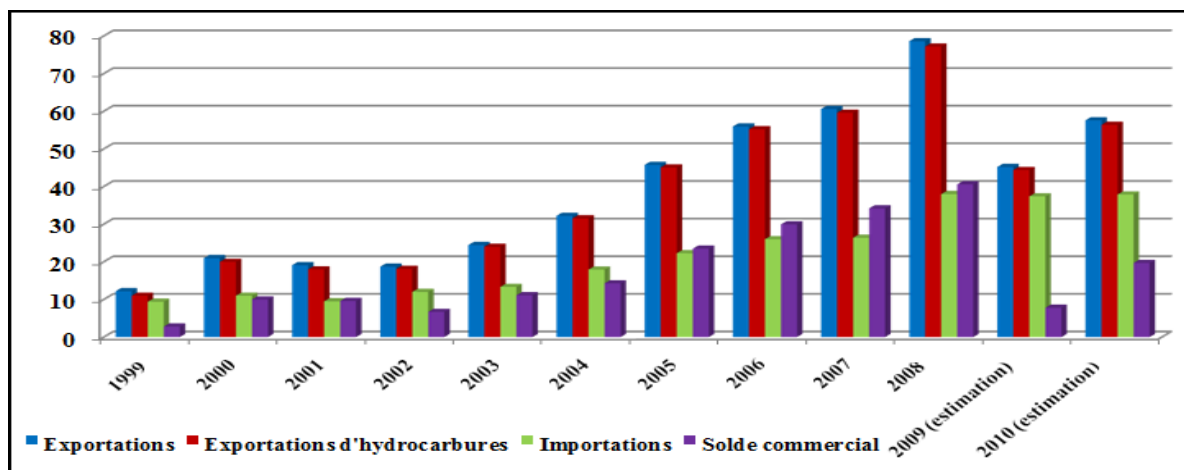
Les exportations de l'Algérie persistent à être exclusivement une économie mono exportatrice des hydrocarbures. Les produits pétroliers et gaziers ont dominé majoritairement les ventes de marchandises à l'international en 2009 avec un pourcentage de 97,6% des exportations totales contre 98% en 2004. L'Etat algérien a exporté en moyenne 1,6 millions de barils par jour (exportation de brut)<sup>1</sup>.

Les exportations pour les autres secteurs d'activité sont encore assez faibles, elles ont représenté une part minime de 1,92 % dans la totalité des exportations en 2011, ce qui correspond à juste 1,2 milliards de dollars<sup>2</sup>. Il s'agit principalement :

- La catégorie de « demi-produits » qui correspond à un volume de 1,53% de la part totale des exportations ;
- La catégorie « produits bruts » avec une place marginale de 0,38% ;
- La case des « produits alimentaires » qui représente une part minime de 0,25% ;
- La case de « biens de consommation hors alimentaire » et « biens d'équipements industriels » avec des pourcentages respectifs de 0,11% et 0,09%.

De la sorte, nous résumons la composition des échanges extérieurs algériens (importations, exportations et solde de la balance commerciale) et sa variation pendant les années 1999- 2007 à travers la figure ci-après.

**Figure N°28 : La composition du commerce extérieur algérien (en milliards de dollars).**



Source : D'après les données du FMI.

<sup>1</sup> Fonds Monétaire International. (2011). Rapport sur "Algérie : Les consultations de 2010 au titre de l'article IV" (N° 11/39).

<sup>2</sup> Ibid.

Cette illustration graphique, nous expose la dépendance accrue de la balance commerciale par rapport aux exportations d'hydrocarbures et se rendre ainsi compte de l'impact manifeste des percussions commerciales induites sur la balance des paiements de l'Algérie. Affecté par la chute des prix du pétrole, le compte courant a affiché un déficit important de l'ordre de 2,2 milliards de dollars en 1986, mais a enregistré un excédent de plus de 1 milliard de dollars l'année précédente, et le déficit n'a cessé de croître depuis.

En 1999, la balance commerciale de l'Algérie s'est détériorée à la suite d'une chute des prix du pétrole (environ 10 \$ le baril), enregistrant un solde qui avoisine les 2,8 milliards de \$. Dans les années 2000, la croissance des prix du pétrole a amélioré la condition de la balance commerciale, et effectivement, les exportations (comme les hydrocarbures) ont progressé de près de 19,1 milliards de dollars en 2001 à 45,8 milliards de dollars pour l'année 2005. Elle enregistre un solde plus important en 2011 avec 62,5 milliards de dollars (sachant que 98,05 % étaient des exportations liées aux hydrocarbures, qui représente une valeur de 61,3 milliards de dollars)<sup>1</sup>.

Les variations des prix du pétrole sont à peu près de la même ampleur : il était à 28 \$/baril en 2001 à 64 \$/baril en 2005, passant à plus de 79 \$/baril en 2011. Toutefois, la forte baisse enregistrée entre 2008 et 2009 qui était à un niveau spectaculaire de 145 \$/baril en juillet 2008, qui dégringole aux alentours de 43 \$/baril en 2009 a induit une diminution considérable du surplus commercial qui était à 40,6 milliards de dollars en 2008 et baisse à 7,8 milliards de dollars en 2009<sup>2</sup>.

La primauté de l'industrie des hydrocarbures dans les exportations globales de l'Algérie soulève des questions sur le besoin de diversification des exportations et la compétitivité extérieure de l'économie algérienne dans le cadre de son ouverture à la concurrence à l'échelle mondiale.

Concernant les importations, la classification par catégorie de produits importés en Algérie, nous illustre trois principales catégories de produits ou de biens :

- Des produits d'équipements pour l'industrie et l'agriculture qui marque une légère enregistré augmentation. Etant donné que les importations relatives aux biens d'équipements correspondaient à un peu plus de 39% du montant global des importations, puis elles ont évolué progressivement à 13,27 milliards de dollars pour 2008 et en 2009, elles passent à 15,37 milliards de dollars, ce qui représente un élargissement qui est autour des 16 %.

---

<sup>1</sup> Fonds Monétaire International. (2011). Rapport sur "Algérie : Les consultations de 2010 au titre de l'article IV" (N° 11/39).

<sup>2</sup> Ibid.

- Des marchandises affectées au fonctionnement du mécanisme de production qui avoisine les 0,73 %.
- Des produits destinés à la consommation alimentaire et non alimentaire avec une part respective de 24,96 % et 3,94 %.<sup>1</sup>

Depuis 1986, la baisse des prix du pétrole et la pénurie de ressources extérieures ont entraîné une baisse progressive des flux liés à l'importation, mais à une tendance plus ralentie que la détérioration de la solidité financière extérieure de l'Algérie. Ainsi, les exportations ont diminué de moitié vers 1986 à 1990.

Depuis 2001, les importations n'ont cessé d'augmenter. Elles étaient de l'ordre de 9,5 milliards de dollars, à côté d'une plus-value commerciale de 9,6 milliards de dollars, mais sont passées à 22,3 milliards de dollars en 2005, avec un excédent commercial de 23,5 milliards de dollars. En 2011, les importations s'élevaient à 39,7 milliards de dollars et l'excédent commercial à 22,8 milliards de dollars.

Les prix du pétrole ont atteint des niveaux historiques en 2005 (passant d'une moyenne de 38,66 \$/bbl en 2004 à 54,36 \$/bbl en 2005), entraînant un excédent de la balance des paiements malgré une forte augmentation des importations.

En fait, cet accroissement des prix du pétrole a aidé l'économie algérienne à renforcer sa position extérieure, son excédent commercial atteignant 23,49 milliards de dollars en 2005 par rapport à 14,27 milliards de dollars en 2004.

De plus, au cours des deux premiers trimestres de 2008, la progression des prix du pétrole brut, qui a culminé à 145 dollars le baril en juillet, a fait grimper les exportations globales à 78,6 milliards de dollars avec une balance commerciale de 40,6 milliards de dollars.

Néanmoins, la crise du secteur pétrolier entre 2008 et 2009 et la baisse des prix du pétrole ont considérablement réduit l'excédent commercial, atteignant 7,8 milliards de dollars en 2009, laissant les importations moins couvertes par les exportations.

De ce fait, en 2009, la balance des paiements a été impactée par la baisse des prix du pétrole et l'excédent du compte courant est passé de 20 % en 2008 à 0,3 % avec du PIB pour la fin 2009. Cependant, les réserves officielles ont progressé de 4 milliards de dollars pour arriver à 149 milliards de dollars à la fin de 2009<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Saudrais, R., & Gay, P. (2006). Algérie : la nouvelle donnée économique. Missions économiques, p. 02.

<sup>2</sup> Fonds Monétaire International. (2011). Rapport sur "Algérie : Les consultations de 2010 au titre de l'article IV" (N° 11/39).

Après la détérioration de 2009, le solde du compte courant s'est sensiblement amélioré en 2010 sous l'influence de la hausse des prix du pétrole. Durant les premiers mois de 2010, les revenus provenant des exportations d'hydrocarbures ont évolué aux alentours de 32 % en comparaison à l'année précédente. Les réserves de changes, qui cumulé près de 23,1 milliards de dollars en 2002, ont connu une hausse de 8 milliards de dollars à partir de la fin de 2009, arrivant alors à 161 milliards de dollars dans les derniers mois de 2010<sup>1</sup>.

L'impact de la hausse des importations ne réduit pas l'excédent commercial, car les exportations éprouvent souvent des augmentations semblables, voire supérieures, en raison de la hausse des prix du pétrole en général. Un mouvement équilibré de ces deux flux de commerce extérieur se traduirait par une variation positive des réserves de changes, permettant de maintenir l'excédent commercial.

### **2.2.2. L'impact de la volatilité du prix du pétrole sur les réserves de changes**

Les réserves de changes de l'Algérie dépendent largement de la situation de sa balance commerciale extérieure déterminée par la quantité d'hydrocarbures exportés et le niveau des prix du pétrole établis sur le marché mondial.

Grâce à la hausse des prix des produits de base depuis les prémices des années 2000, l'Algérie, comme d'autres pays producteurs de pétrole et de gaz, a connu un soutien très important de ses revenus en devises, permettant une amélioration significative des réserves de changes.

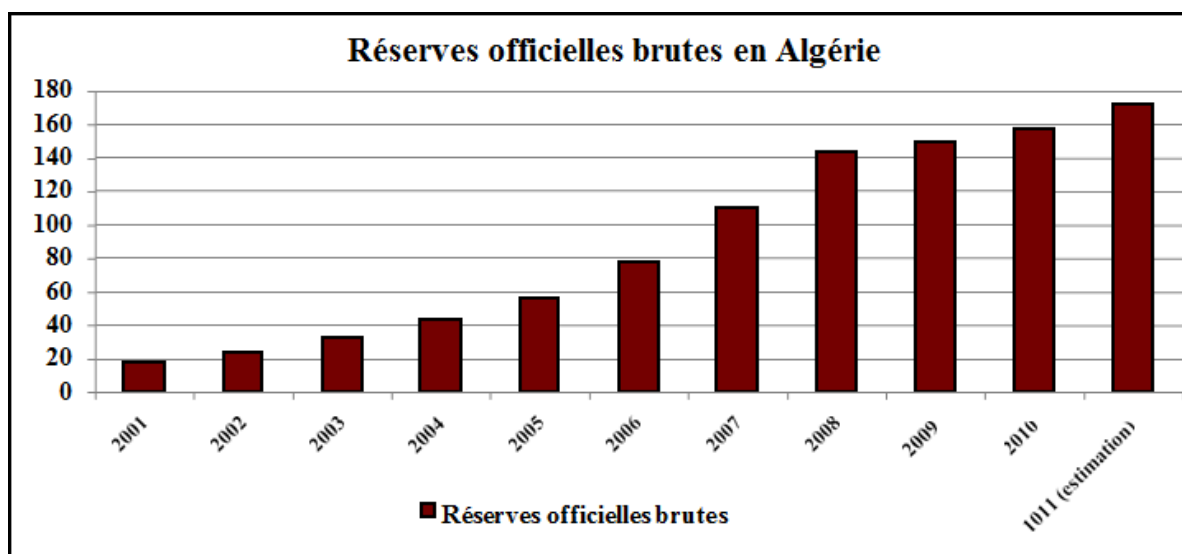
Effectivement, la hausse phénoménale marquée par le cours du pétrole en juillet 2008 n'était pas le seul fait notable dans l'industrie pétrolière algérienne, mais également la hausse flagrante des réserves de changes constituées par l'Algérie résultant de l'augmentation des prix du pétrole et qui était estimé à 148 milliards de dollars au dernier trimestre de 2008.

Combinées aux prix élevés du pétrole, les réserves de changes ont atteint des niveaux impressionnants dans les années 2000, permettant au pays de se construire une situation financière confortable et de protéger encore mieux l'économie des imprévus extérieurs. La figure ci-dessous montre l'évolution des réserves brutes officielles de l'Algérie au cours des années 2000.

---

<sup>1</sup>Fonds Monétaire International. (2011, Mars). Algérie, Rapport des services du FMI pour les consultations de 2010 au titre de l'article IV (N° 11/39, p. 23).

**Figure N°29 : Oscillations des réserves de changes algériennes entre 2002 et 2011 (en milliards de dollars)**



Source : D'après les données du FMI.

D'après la Banque d'Algérie, les réserves de changes s'amplifient à une cadence de 3 à 4 milliards de dollars par mois. Le montant des réserves officielles brutes a atteint 5 milliards de dollars en 1999. En 2003, elles grimpent à 32,9 milliards de dollars contre 23,1 milliards de dollars en 2002<sup>1</sup>.

En 2004, les réserves de changes ont enregistré 43,1 milliards de dollars contre 32,9 milliards de dollars en 2003. Ce montant a encore évolué à un degré notable en 2010, il enregistre 110,2 milliards de dollars en 2007, puis il atteint 157 milliards de dollars au dernier trimestre de 2010. Cet affermissement significatif est en grande partie le résultat de l'excédent commercial enregistré au cours de la période, qui était de 34,2 milliards de dollars en 2007 contrairement à 2004 qui était à 14,27 milliards de dollars<sup>2</sup>.

Toutefois, la stratégie d'ouverture mis en place par l'Algérie avait eu pour effet, l'accroissement du pourcentage de la production qui découle des entreprises étrangères, atteignant 4,4 milliards de dollars en 2005, une augmentation de 59% en comparaison à l'année antérieure<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> Banque d'Algérie. (2006). Rapport "SITUATION MONETAIRE ET POLITIQUE MONETAIRE" (N°6-03).

<sup>2</sup> Fonds Monétaire International. (2011, Mars). Algérie, Rapport des services du FMI pour les consultations de 2010 au titre de l'article IV (N° 11/39, p. 23).

<sup>3</sup> Keramane, A. (2006). Pétrole et pays producteurs en développement : le cas de l'Algérie. Revue "Liaison Énergie-Francophonie", numéro 70.

En outre, des réserves de changes élevées augmentent la capacité d'importation du pays pour les biens et les services. Le ratio de réserves officielles concernant les importations de biens et services de l'année suivante s'est sensiblement progressé dans les années 2000 suite à la hausse notable des prix du pétrole. En fait, le ratio était de dix-sept mois d'importation en 2002 et a atteint vingt-six et demi de mois d'importation en 2005, et a gradué par la suite jusqu'à trente-cinq et demi de mois d'importation en 2009.

### **2.2.3. L'impact de la volatilité du prix du pétrole sur le taux de change**

Les taux de change jouent un rôle prépondérant dans la croissance des pays en développement. Des recherches empiriques mettent en évidence une forte décorrélation négative entre la volatilité des taux de change et la croissance économique<sup>1</sup>. En effet, les fluctuations des taux de change ont un impact négatif sur la compétitivité d'une entreprise. Une très forte surestimation tend à ralentir la croissance, tandis qu'une forte sous-estimation, qui n'est pas excessive à la fois, aura pour effet d'accélérer la croissance.

Une volatilité importante des taux de change réels entraîne des coûts d'ajustement considérables. Cela entraîne une baisse de la production, un déplacement des secteurs marchands vers les secteurs non marchands, une variation accrue des taux d'intérêt, et même une instabilité financière.

Par conséquent, la volatilité des taux de change est considérée comme une cause majeure des déséquilibres macroéconomiques. Une surévaluation préjudiciable des taux de change entraîne :

- Une mauvaise allocation des ressources.
- Une augmentation de capital.
- Un affaiblissement de la rentabilité dans une industrie où les prix relatifs baissent.

La volatilité des revenus en devises, essentiellement due à la volatilité des prix du pétrole et des volumes d'exportation d'hydrocarbures, induit une volatilité des taux de change de la monnaie locale.

Si l'on analyse l'exemple d'une augmentation significative des prix du pétrole, l'accroissement des recettes pétrolières entraîne une augmentation de la consommation, qui est souvent comblée par une augmentation des importations.

---

<sup>1</sup>Razin, O., & Collins, S. M. (1997). Real exchange rate misalignments and growth. NBER Working Paper Series, Working Paper 6174.

Cela a des conséquences importantes. Les plus importantes d'entre elles sont la hausse du taux de change effectif réel, l'épuisement des réserves de changes et l'émergence du change parallèle voir de marché en noir (Le tableau ci-après appréhende ce point).

**Tableau N°09 : Les déterminants du taux de change et ses effets**

Les déterminants	Les effets sur le taux de change réel
<p>Les déterminants externes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Les termes de l'échange</li> <li>- Les transferts internationaux (incluant l'aide et les envois de fonds des travailleurs)</li> <li>- Les taux d'intérêt réels mondiaux.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- L'augmentation des termes de l'échange induit une appréciation</li> <li>- L'augmentation de ces transferts induit une appréciation</li> <li>- L'augmentation de ces taux induit une appréciation.</li> </ul>
<p>Les déterminants internes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La politique commerciale liée aux quotas, Taxes à l'importation et à l'exportation</li> <li>- Le contrôle des capitaux</li> <li>- Les dépenses du gouvernement</li> <li>- La politique de change</li> <li>- La politique monétaire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La libéralisation du commerce extérieur induit une dépréciation</li> <li>- Appréciation initiale et effet de long terme ambigu</li> <li>- Si la proportion du gouvernement à consommer des biens non échangeables est grande, leur augmentation entrainera une appréciation.</li> <li>- Une dévaluation nominale entraine une dépréciation temporaire</li> <li>- Une politique expansionniste provoque une appréciation</li> </ul>

Source : HAMADACHE H., « Rente pétrolière et évolution du secteur agricole en Algérie : Syndrome hollandais et échangeabilité » », Thèse de Master of Science du CIHEAM, 2010, p 22.

Le taux de change effectif réel de la monnaie algérienne dépend fortement du prix réel du pétrole et de l'écart de productivité entre l'Algérie et ses partenaires commerciaux. En fait, une augmentation de 1 % des prix réels du pétrole augmenterait le taux de change effectif réel dans une proportion de 0,2 %<sup>1</sup>.

<sup>1</sup>Floerkemeier, H., Mwase, N., & Koranchelian, T. (2006). Rapport FMI, Algérie : Questions choisies (N°05-52, p. 90)

L'Algérie étant un exportateur de ressources, le modèle a déjà été défini par des chercheurs. 2002 pour les pays tributaires des produits de base. Il découle d'un modèle PPA (Parité de pouvoir d'achat) basé sur les prix des matières premières et de la productivité relative haussée. Le taux de change effectif réel est fonction de la productivité relative et des termes de l'échange entre les secteurs échangeables et non échangeables. La formule suivante expose les déterminants du taux de change effectif réel<sup>1</sup> :

$$EP/P^* = f(a_x/a^*_i a^*_n/a_n P^*_x/p^*_i)$$

Où :

$EP/P^*$  : Le taux de change réel, c'est-à-dire le prix intérieur du panier national de biens de consommation par rapport au prix du panier étranger de biens de consommation exprimé en monnaie étrangère.

$a_x/a^*_i$  : L'écart de productivité entre le secteur des exportations et celui des importations (étrangères); ou entre le secteur national des biens échangeables et le secteur étranger des biens échangeables.

$a^*_n/a_n$  : L'écart de productivité entre le secteur étranger des biens non échangeables et le secteur national des biens non échangeables.

L'effet des deux premiers termes de l'équation (écarts de productivité entre secteurs) sur le taux de change réel s'explique comme suit : une meilleure productivité du secteur des produits de base tend à augmenter les revenus partout au sein de l'économie, ce qui s'interprète par des accroissements de prix dans les industries de biens non échangeables, d'où une appréciation du taux de change réel.

$P^*_x/p^*_i$  : Les termes de l'échange des produits de base (ou le prix du produit de base principal par rapport à celui du bien étranger intermédiaire) mesurés en prix étrangers.

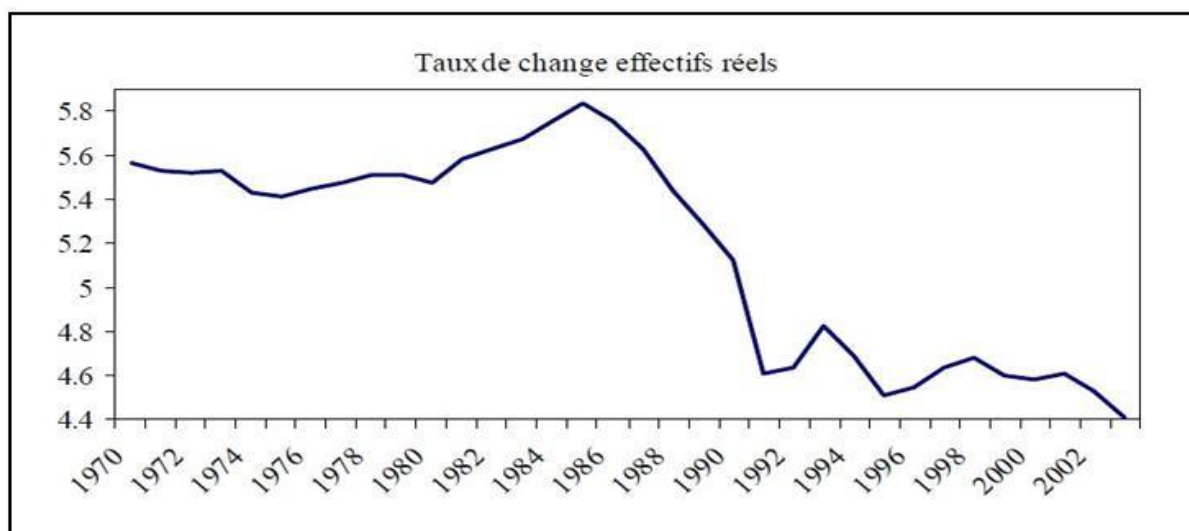
Ce troisième terme reflète l'effet des conditions de l'échange. Des prix à l'exportation plus élevés entraînent des salaires plus élevés, qui à leur tour augmentent les prix des biens non échangeables, entraînant des taux de change plus élevés.

Le graphique ci-dessous montre l'évolution du taux de change effectif réel de 1970 à 2003, montrant l'impact des prix du pétrole sur le taux de change. Par conséquent, les prix du pétrole brut sont considérés comme les principaux déterminants du taux de change du dinar algérien.

---

<sup>1</sup>Floerkemeier, H., Mwase, N., & Koranchelian, T. (2006). Rapport FMI, Algérie : Questions choisies (N°05-52, p. 90)

**Figure N°30 : Taux de change effectif réel entre 1970 jusqu'à 2003.**



Source : D'après les données du FMI.

Nous remarquons que le contre choc pétrolier de 86, montre clairement l'impact des fluctuations des prix du pétrole sur les taux de change. L'écroulement des prix du pétrole en 1986 a eu un impact direct sur le taux de change effectif réel, qui est passé de 5,8 % en 1985 à 4,5 % en 1991.

De plus, le taux de change effectif réel a évolué de 6,5 % durant les deux premiers trimestres de 2010, avant d'avoir connu une contraction de 7% en 2009. Cette progression traduit une augmentation du taux de change effectif nominal d'une part de 6% pendant 2010.

Le niveau du taux de change effectif réel reflète donc l'évolution des facteurs sous-jacents, notamment la hausse des prix du pétrole et des dépenses publiques<sup>1</sup>. Ainsi, une augmentation des prix du pétrole entraîne une augmentation du taux de change, et une diminution entraîne une diminution du taux de change.

Toutefois, la forte augmentation des dépenses courantes, ces dernières années, peut avoir eu l'effet négatif par l'exagération de l'appréciation du taux de change réel de type "syndrome hollandais" qui sape la compétitivité des secteurs hors hydrocarbures.

### **Section III : les moyens déployés par l'Algérie pour contrer la volatilité des prix du pétrole**

Le contre choc pétrolier, à savoir celui de 1986, a permis de mettre à jour les déséquilibres macroéconomiques qui déterminent toutes les contraintes des politiques d'ajustement et de développement et de diversification de l'économie algérienne.

<sup>1</sup> Fonds Monétaire International. (2011, Mars). Algérie, Rapport des services du FMI pour les consultations de 2010 au titre de l'article IV (N° 11/39).

Des tentatives de diversification de l'activité économique de l'Algérie ont été menées dans les années 1970 dans le cadre d'un système économique centralisé, dans l'initiative prématurément interrompue du gouvernement "réformiste" entre 1989 et 1991, ou celle de 1994 qui s'est fait dans le cadre de l'« ouverture économique » entreprise par le FMI a systématiquement échoué et l'économie algérienne est encore trop sous l'emprise de sa dépendance aux hydrocarbures.

A ce stade, la suppression des barrières commerciales, la libre circulation des marchandises et la fin des subventions à l'ancien secteur public marchand n'ont pas apporté de nouvelles capacités de production ou d'exportation. Au contraire, l'ouverture des échanges a exposé les industries nationales fragiles (tant publiques que privées) à une concurrence féroce que la production nationale ne peut supporter.

### **3.1. La mise en place de politiques économiques adaptées**

L'Algérie pour réduire les effets néfastes des variations des prix du pétrole a longuement mis et suivi des politiques et stratégies variées. Ces politiques concernent soit la gestion des revenus pétroliers, ou la diversification de l'économie, ou encore un dispositif de régulation des recettes pétrolières.

#### **3.1.1. La politique de gestion des revenus pétroliers**

L'Algérie pays dépendant pratiquement d'une seule exportation qui est le pétrole, la réussite d'un programme économique dépend de la gestion optimale des revenus pétroliers. Cette dernière doit accompagner une croissance économique accélérée, et cela passe par la mise en place d'un mécanisme constitutionnel visant à garantir que les revenus pétroliers ne puissent être utilisés que de trois manières différentes. Ceci peut être résumé comme suit :

- Le financement du Fonds pétrolier : une grande partie des recettes d'exportation va au Fonds souverain national pour les générations futures. Le Fonds de Régulation des Recettes d'Exportation (FRR) est, en effet, considéré comme un instrument de politique monétaire. Cela leur permet d'absorber l'excès de liquidités qui alimente l'économie, évitant ainsi l'incertitude liée à l'inflation et aux variations des prix du pétrole.
- Mises à niveau de fonctions publiques : pendant la période de transition, 25 % des revenus seront utilisés pour la réévaluation et les mises à niveau de fonctions publiques.

- L'incitation à l'investissement : les 50% restants des revenus pétroliers seront affectés à des programmes d'incitation à l'investissement avec de solides facteurs budgétaires pour la croissance à long terme, à savoir des programmes de santé et d'éducation avec un contrôle strict des dépenses. Une fois les gouvernements réformés et l'urgence d'efforts extraordinaires en matière d'éducation et de santé diminuée, certains de ces investissements pourraient être envisagés pour des projets d'infrastructure bien préparés qui répondent à des besoins réels.

### **3.1.1.1. La gestion des revenus pétrolières à travers la politique monétaire**

Avec le contrôle de la Banque d'Algérie sur les revenus pétroliers et la poursuite d'une politique monétaire de gestion stricte de la liquidité, les autorités monétaires devraient être en mesure de prévenir la survenance de créances douteuses et de mieux contenir le risque de montée des pressions inflationnistes.

Les réserves et les avoirs extérieurs détenus par la Banque Centrale ont considérablement augmenté dans les années 2000 (les avoirs extérieurs étaient de 7,416 milliards de dinars en 2007 et de 10,758 milliards de dinars en 2009)<sup>1</sup>, c'était la principale source de création monétaire par les autorités algériennes. Les contreparties des réserves de changes s'expliquent par un excédent de ressources qui sont relativement stérilisées par le Fonds de Régulation des Recettes.

A cet égard, la Banque d'Algérie a fait un usage actif des instruments monétaires habituels de réserve obligatoire et d'appel d'offres pour absorber une partie de l'excès de liquidité des banques commerciales et éviter ainsi l'accroissement de la masse monétaire.

Un passage soudain de la masse monétaire endogène à la masse monétaire exogène aurait pour conséquence que le système bancaire passerait d'un système suivant le mécanisme de « diviseur du crédit » à un système suivant le mécanisme du « multiplicateur de crédit ».

L'intervention de la Banque centrale pour soutenir les banques commerciales n'est plus nécessaire. Leur préoccupation face aux flambées des prix du pétrole est d'absorber les liquidités excédentaires pour échapper à l'augmentation de la monnaie en circulation et l'écroulement des taux d'intérêt.

---

<sup>1</sup> Fonds Monétaire International. (2011, Mars). Algérie, Rapport des services du FMI pour les consultations de 2010 au titre de l'article IV (N° 11/39).

Ces situations ont des implications importantes dans la politique monétaire suivie et dans les moyens de régulation de la masse monétaire. Pour stabiliser le niveau de la masse monétaire et le multiplicateur de crédit, la Banque d'Algérie a mis en place deux outils<sup>1</sup> :

- Le taux des réserves obligatoires des banques : la Banque centrale a rehaussé le taux de réserves obligatoires qui est passé de 2,5% en 1994 à 4,25% en 2001 et à 6,5% en 2005.
- Les opérations de reprise de liquidités : la Banque centrale a ensuite, procédé à des actions de reprises de liquidités par appel d'offres sur le marché monétaire.

La résorption des liquidités excédentaires liées aux ressources en hydrocarbures et aux dépenses publiques, telle qu'observée dans de nombreux pays en développement, entraîne une réduction des déficits commerciaux, toutes choses égales par ailleurs.

Pour la simple raison que cette contraction fera baisser les niveaux de revenus et de dépenses, augmentera les taux d'intérêt, contractera l'économie et réduira les importations<sup>2</sup>. La Banque d'Algérie se tient prête à prendre les mesures nécessaires pour juguler l'inflation face à la hausse des prix du pétrole.

En outre, le système financier algérien bénéficie largement des revenus pétroliers. En effet, la banque a été recapitalisée en 2009, quadruplant le capital minimum.

Cependant, la liquidité des marchés monétaires n'a pas permis aux banques d'améliorer l'intermédiation et les niveaux de crédit restent relativement faibles en raison du risque de crédit. Dans ce contexte, la mise en place du Centrale du risque aux particuliers participera à l'amélioration de l'estimation du risque de crédit et à encourager l'investissement en encourageant l'octroi de crédits aux petites et moyennes entreprises et le crédit immobilier aux ménages.

### **3.1.1.2. La gestion des revenus pétroliers au travers des politiques budgétaires**

Selon le programme d'ajustement structurel, l'objectif principal de la politique budgétaire est de rééquilibrer les finances publiques, et l'objectif secondaire est d'améliorer la capacité de gestion des ressources de l'administration et de développer un système d'allocation budgétaire de fond qui tienne compte des besoins réels des bénéficiaires et évaluer l'efficacité et la capacité des programmes mis en place pour répondre à ces besoins.

---

<sup>1</sup> Banque d'Algérie. (2006). Rapport "SITUATION MONETAIRE ET POLITIQUE MONETAIRE" (N°6-03).

<sup>2</sup> Raffinot, M. (1992). Dette extérieure et ajustement structurel. Revue Tiers Monde, 131, 704-705.

Pour soutenir les finances publiques des variations haussières et baissières du prix du pétrole, la politique budgétaire doit reposer sur les axes suivants :

- Réduire la part des revenus pétroliers dans les recettes budgétaires et l'amélioration des revenus induits par les autres secteurs d'activité, spécialement en contrant l'évasion fiscale et en allongeant l'assiette fiscale par la constitution de centres des impôts nouveaux. Ainsi, les recettes découlant des hydrocarbures sont passées de 2 797 milliards de dinars en 2007 à 2 413 milliards de dinars en 2009 et les recettes hors hydrocarbures sont passées de 891 milliards de dinars en 2007 à 1 262 milliards de dinars en 2009)<sup>1</sup>.
- Réduire la charge fiscale sur les entreprises.
- Réduire les dépenses budgétaires et améliorer la gestion et la hiérarchisation des dépenses publiques afin de maintenir la capacité de l'économie à résister aux baisses prolongées des prix du pétrole, garantissant ainsi la viabilité budgétaire à long terme.

Cependant, les dépenses courantes ont augmenté de 20 % par an au cours des cinq dernières années, et les revenus des hydrocarbures représentent toujours les deux tiers des revenus totaux<sup>2</sup>.

Combien que, les pouvoirs publics ont réussi à mettre en place un fonds de régulation des recettes pour diminuer la vulnérabilité du budget aux revenus des hydrocarbures, mais cela n'est pas suffisant pour faire face à la volatilité des prix du pétrole à moyen et long terme.

Par conséquent, les perspectives à moyen terme dépendent fortement des programmes de réformes structurelles des autorités pour renforcer et développer davantage le secteur financier, améliorer l'environnement des affaires et la compétitivité, encourager l'investissement privé et soutenir la diversification économique<sup>3</sup>.

### **3.2. Les politiques de vulgarisation des autres secteurs économiques**

Dans un contexte d'augmentation des dépenses publiques, la promotion du secteur manufacturier hors hydrocarbures améliorera la compétitivité des prix à l'exportation et remplacera les importations par la promotion de la production nationale. Il existe deux niveaux d'incitations économiques susceptibles de favoriser l'émergence et le développement de filières de production dans des secteurs autres que les hydrocarbures : macroéconomique et microéconomique.

---

<sup>1</sup> Fonds Monétaire International. (2011, Mars). Algérie, Rapport des services du FMI pour les consultations de 2010 au titre de l'article IV (N° 11/39).

<sup>2</sup> Ibid.

<sup>3</sup> Ibid.

### 3.2.1. Les incitations macroéconomiques

Les incitations macroéconomiques sont les plus répondues en Algérie. Ils concernent principalement les politiques d'investissement dans les biens publics, tels que les infrastructures, le capital humain et les politiques d'innovation, qui augmentent la rentabilité des industries.

La relance macroéconomique est élaborée et mise en œuvre à travers une série de programmes et est divisée en plusieurs composantes, dont la plus importante est le plan de soutien à la Relance Economique public de 6,9 milliards de dollars « PSRE » (entre 2001 2004). Également, Programme « PCSC » (2005-2009) qui a permis d'allouer 50 milliards de dollars pour le développement de l'infrastructure économique nationale, la Nouvelle Politique Industrielle « NPI », le programme de développement de la région du Haut Plateau, le Programme Spécial Das (2005- 2009) Wilaya Sud, un programme global de service public (2005-2009), et un plan quinquennal final (2010-2014) est venu compléter les projets initiés par les plans précédents.

Tous ces programmes indiquent l'engagement du gouvernement à doter le pays des infrastructures économiques, sociales et administratives modernes nécessaires à une croissance dans des domaines diversifiés.

En effet, l'augmentation des recettes budgétaires a permis un schéma de financement très important de l'investissement et les dépenses ont très fortement augmenté, atteignant 15,5% du Produit intérieur brut (1 442 milliards de dinars) en 2007, elles sont passées à 19% du PIB (1 926 milliards de dinars) jusqu'en 2009<sup>1</sup>.

La croissance des autres secteurs hors hydrocarbures a été en moyenne de 6 % au cours des années de mise en place des programmes de relance économique et le taux de chômage a régulièrement baissé pour atteindre 10,2 % à la fin de 2009<sup>2</sup>. L'Algérie semble avoir tiré les leçons des chocs précédents et réagit au choc pétrolier en utilisant les ressources créées par les exportations d'hydrocarbures pour diversifier son économie. Cependant, le secteur hors hydrocarbures reste replié sur lui-même et fortement dépendant des dépenses publiques.

---

<sup>1</sup>Fonds Monétaire International. (2011, Mars). Algérie, Rapport des services du FMI pour les consultations de 2010 au titre de l'article IV (N° 11/39, p. 23).

<sup>2</sup> Ibid.

### **3.2.2. Les incitations microéconomiques**

L'Algérie dispose de faibles incitations microéconomiques pour le développement de la production et des exportations dans le secteur de la production hors hydrocarbures. Celles existantes sont principalement entravées par un accès difficile au crédit bancaire et des coûts de transaction élevés, notamment liés aux régimes d'investissement et aux incitations fiscales. L'accès au financement des entreprises algériennes peut être facilité par le renforcement des incitations au crédit bancaire à travers trois types de mesures : L'acquiescement des garanties exigées par les banques, l'amélioration des programmes de mise à niveau des entreprises algériennes de manière générale et plus spécifiquement dans les normes comptables, la rénovation du business model des banques locales.

Les incitations microéconomiques visant la constitution d'une économie productive non orientée sur les hydrocarbures se consolident au niveau de la production et en même temps au niveau des exportations.

Au niveau de la production, les incitations qui peuvent stimuler l'investissement par la création d'entreprises et la revitalisation du secteur de la production sont la réduction des coûts de production et de transaction, l'augmentation de la rentabilité, la fourniture d'incitations fiscales et le financement bancaire adapté aux besoins du secteur de la production par le biais de politiques (plus de crédits à moindre coût).

L'Algérie offre des incitations à l'investissement productif depuis 2001. L'investissement est réglementé par l'Ordonnance 01-03 du 20 août 2001 relative au développement des investissements, qui fixe le régime applicable aux investissements nationaux et étrangers. Les règlements 01-03 permettent la mise en place d'un certain nombre d'incitations à l'investissement qui peuvent être résumées dans les points qui suivront.

Premièrement, la constitution d'une Agence Nationale de Développement des Investissements (ANDI) qui représente un organisme public affecté d'une personnalité morale et d'une indépendance financière. Cette dernière, donne l'occasion à tout investisseur qu'il soit national ou étranger de profiter de quelques privilèges fiscaux dans la mesure d'une déposition d'une déclaration d'investissement auprès de l'ANDI. Sa mission consiste, d'un côté, d'assurer la promotion, le développement et la réalisation des investissements et d'un autre côté, assurer l'accueil de l'assistance et de l'information des investisseurs locaux et internationaux.

Deuxièmement, il y a eu la mise en place d'un Conseil National de l'Investissement (CNI) ayant pour mission la promotion et le développement des investissements dans les domaines d'activité sortant du cadre des hydrocarbures.

Troisièmement, la constitution d'un Fonds d'Appui aux Investissements (FAI) dirigé par l'ANDI en coopération avec le CNI qui en détermine le montant. Sa mission est de couvrir le coût de tout ou partie des travaux d'infrastructure et de certains services particuliers. Les projets pouvant bénéficier d'un financement du fonds sont ceux qui sont réalisés dans les zones envisagées pour le développement et ceux qui font l'objet de convention.

En outre, la loi de finances 2007 prévoit des incitations d'ordre fiscales en vue d'encourager au recours aux investissements plus productifs, notamment par des exonérations liés à l'impôt sur les bénéfices des sociétés (IBS) pour les transactions à l'exportation, la création d'un fonds modernisation des petites et moyennes entreprises et l'octroi de quelques privilèges fiscaux en termes d'Impôt sur le Revenu Global et d'Import sur le Bénéfice des Sociétés (exonération sur trois ou six ans) en faveur des entreprises créant ou maintenant des emplois.

Il existe essentiellement deux régimes qui favorisent l'investissement en Algérie. Le régime général pour les investissements courants et le régime dérogatoire pour les investissements dans les zones à développer et pour les investissements soumis à convention. D'après le régime général, les investissements courants bénéficient, en plus des avantages fiscaux et douaniers prévus par le droit commun, des avantages suivants<sup>1</sup> :

- Un taux réduit de droits de douane de 5% sur les équipements importés et employés directement dans l'investissement (5%) ;
- Une exemption sur la TVA pour les biens employés directement dans la réalisation de l'investissement ;

Par ailleurs, le Conseil National de l'Investissement est chargé de sélectionner les zones à développer pour lesquelles il faut accorder un régime d'investissements avantageux appelé « régime dérogatoire » selon lequel, les investisseurs peuvent bénéficier, durant la phase de réalisation du projet, d'un<sup>2</sup> :

- Taux réduit des droits de douane sur les équipements de 5% ;

---

<sup>1</sup> Portail du ministère des finances. (s.d.). Les avantages fiscaux accordés à l'investissement. Récupéré le 10 mars 2021, sur <https://www.mf.gov.dz/index.php/fr/grands-dossiers/108-les-avantages-fiscaux-accordes-a-l-investissement>.

<sup>2</sup> Ibid.

- Exemption de la taxe sur la valeur ajoutée et des droits de mutation sur les acquisitions immobilières ;
- Droit d'enregistrement au taux réduit de 0,2% ;
- Prise en charge totale ou partielle des travaux d'infrastructures.

Durant la phase d'exploitation, le régime dérogatoire permis aux investisseurs de bénéficier d'une :

- Exonération pendant 10 ans de l'impôt sur les bénéfices des sociétés (IBS), de l'impôt sur le revenu global (IRG), de versement forfaitaire sur salaire (VF), et de la taxe sur l'activité professionnelle (TAP) ;
- Exonération pendant 10 ans de la Taxe Foncière pour les propriétés immobilières qui sont dans le domaine de l'investissement ;
- Possibilité de bénéficier de report des déficits à l'année successive et d'allongement des délais d'amortissement.

La diversification économique passe en premier lieu par l'amélioration de l'environnement dans lequel évoluent les entreprises. Cela permettra d'attirer les flux d'investissements étrangers, notamment dans les secteurs non pétroliers. Cependant, ces mesures sont encore insuffisantes. En fait, l'accès au capital est l'un des déterminants fondamentaux de l'investissement. Cependant, en Algérie, cet accès à travers les marchés financiers et le secteur bancaire est très restreint, ce qui constitue un obstacle majeur à l'investissement productif. En raison du sous-développement du marché financier, la principale forme de financement des entreprises est l'autofinancement et le crédit bancaire, auquel l'accès est restreint.

L'autre point à aborder, concerne les incitations microéconomiques qui se traitent pour le volet des exportations. Car, L'expérience des pays qui ont réussi à développer, puis à diversifier, une base productive compétitive exige que le secteur soit partiellement orienté vers l'exportation et ne se limite souvent pas uniquement à un marché local, souvent restreint, qui ne pousse pas à l'innovation dans la productivité à la compétitivité. Les promotions à l'exportation peuvent prendre les formes suivantes<sup>1</sup> :

- La conduite de la politique de change;

---

<sup>1</sup> Robinson, A. (2010). Industrial policy and development: A political economy perspective. *Revue d'économie du développement*, 18(4), 21-45.

- Le développement de zones franches;
- La définition d'un code des investissements spécifique pour les entreprises exportatrices, étrangères et nationales ;
- L'amélioration de la qualité des produits et de la productivité.

Dans le cadre de ses efforts de promotion des exportations hors hydrocarbures, des investissements étrangers et de la libéralisation du commerce extérieur, la Constitution de 1989 consacre un article pour la restructuration et à la libéralisation du commerce extérieur de l'Algérie. Pour atteindre cet objectif, l'article stipule :

- La suppression du monopole de l'État sur le commerce extérieur, à l'exception des domaines stratégiques ;
- Le libre accès au commerce extérieur pour tout opérateur national ou étranger avec possibilité de transferts de profits et de capital à l'extérieur ;
- Le Libre jeu des mécanismes du marché.

En outre, une base juridique pour l'intervention de l'Etat a été créée à travers la mise en place d'intermédiaires, chargés de l'accompagnement des opérations du commerce extérieur. Il s'agit principalement de l'Office Algérien de Promotion des exportations hors hydrocarbures (PROMEX), la Société Algérienne des Foires et Expositions (SAFEX) et la Compagnie Algérienne d'Assurance et de Garantie des Exportations (CAGEX) qui est chargée de garantir les risques que peut encourir une entreprise exportatrice de produits autre que les hydrocarbures.

En 1995, grâce à une initiative européenne, le partenariat euro-méditerranéen a été établi. Un accord de partenariat de l'Union-Européenne avec l'Algérie a été signé en 2002 et est entré en vigueur en 2005 pour créer une zone de libre-échange<sup>1</sup>. Ce partenariat devrait conduire à la prospérité économique et améliorer les conditions de vie du peuple algérien. Mais l'Union européenne (dont seule la France, l'Italie et l'Espagne ont de réelles ambitions en Méditerranée) privilégie le financement et le développement de l'Europe de l'Est par rapport au Maghreb. Deux ans après la signature de l'accord UE-Algérie, les réductions tarifaires n'ont pas eu d'impact positif sur l'économie algérienne, qui peine à concurrencer les produits étrangers plus compétitif en termes de tarification.

---

<sup>1</sup>Bouhezza, M., & Salhi, S. (s.d.). Le partenariat avec l'UE: Cas de l'Algérie. *Economic Integrations, Competition and Cooperation*, 423.

## Conclusion

Ce chapitre visait dans un premier temps à présenter le secteur pétrolier dans toute sa structure, son fonctionnement et son évolution, depuis ses prémices jusqu'à la mise en place d'une industrie bien définie. En second lieu, il visait à identifier les risques liés aux fluctuations des prix du pétrole dans l'économie algérienne. En examinant la nature des relations qui existent entre les prix du pétrole et d'autres indicateurs de l'activité économique, notre objectif était de déterminer si les variations des prix du pétrole affectent réellement les indicateurs clés qui reflètent la santé de l'économie.

Nos résultats sont extrêmement cohérents avec l'opinion générale selon laquelle le pétrole joue un rôle important dans les pays exportateurs nets de pétrole. Les résultats ont montré que les fluctuations des prix du pétrole affectent les indicateurs économiques de l'Algérie.

Cet impact s'explique par l'importance du secteur des hydrocarbures dans l'économie et l'inefficacité des politiques économiques menées jusqu'ici visant à diversifier l'économie algérienne et à réduire sa sensibilité aux fluctuations des prix du pétrole.

Cependant, tous les plans de relance n'ont pas réussi à développer une activité économique compétitive hors hydrocarbures. Et à chaque contre choc pétrolier, l'Algérie travaille davantage sur le court terme pour atténuer l'impact des chutes du prix du pétrole. C'est le cas de la baisse des prix en 2014, où l'Algérie s'est focalisée sur une réduction drastique des dépenses publiques et un recours aux ressources du Fond de régulation des recettes et une augmentation des taxes. Ces mesures ne font qu'atténuer l'impact sur le court terme, mais ne permettent pas de se prémunir à l'avenir sur une évolution défavorable du prix du pétrole.

À notre avis, cela indique que davantage de recherches doivent être effectuées avant de fournir des orientations sur la manière dont les pays devraient agir pour réduire la vulnérabilité de leurs économies à la volatilité des prix du pétrole.

Les prix du pétrole et leur volatilité dominent pour expliquer la situation économique en Algérie et faire des projections de variables à court, moyen et long terme ou d'indicateurs économiques nationaux et étrangers.

En effet, aucune prévision ne peut être faite aujourd'hui en Algérie sans introduire des niveaux de prix du pétrole qui déterminent l'évolution de l'épargne, des investissements, des dépenses, des importations, etc.

## **CHAPITRE QUATRIEME**

---

Analyse économétrique de l'impact de la volatilité des prix du pétrole  
sur l'activité pétrolière algérienne

---

## **Chapitre IV : Analyse économétrique de l'impact de la volatilité des prix du pétrole sur l'activité pétrolière algérienne**

### **Introduction**

L'Algérie fait partie des pays en développement exportateurs de pétrole et parmi les pays les moins diversifiés dans ses exportations. Il est ainsi considéré comme l'un des pays qui dépend fortement de l'exportation d'un seul produit de base, à savoir les hydrocarbures, à un taux de plus de 95 % en moyenne, et la fiscalité pétrolière qui constitue plus de 60 % des recettes du budget général de l'État. Une situation qui rend l'économie algérienne très sensible et vulnérable aux évolutions du marché pétrolier compte tenu de la difficulté à prévoir le prix du pétrole qui est réputé comme le plus volatil des matières premières.

Dans ce contexte, les marchés pétroliers ont connu plusieurs crises pétrolières qui ont eu plusieurs effets négatifs ou positifs pour l'Algérie, sa forte dépendance à l'égard des revenus pétroliers au cours des années 80 lui a fait subir de lourdes pertes. Par la suite les choses ne se sont pas améliorées car à partir des années 2000 le marché pétrolier s'est fortement financiariser rendant ce dernier plus volatile et instable. On dénombre ainsi de nombreuses tensions dans l'industrie pétrolière au cours de cette période. Nous pouvons citer le rebond des prix du pétrole en 2001, ou la chute enregistré à partir de 2004. Il y a encore la flambé des cours du pétrole en 2008 avant sa chute brutale en 2009 à cause d'une demande abondante décorrélée des fondamentaux. Nous citons finalement, la dernière en date la baisse vertigineuse des prix du pétrole à la mi-juin 2014.

A partir de cet état de fait, comme nous l'avons observé dans les chapitres précédents cette financiarisation des marchés pétroliers qui vient amplifier cette instabilité des prix du pétrole. Par ailleurs, nous pouvons que penser à l'impact majeur sur une économie mono exportatrice des hydrocarbures comme l'Algérie qui est inéluctable. Cependant, pour notre travail de recherche nous avons voulu étudier la question directement au cœur de l'industrie pétrolière algérienne qui est représenté par un seul et unique groupe Sonatrach.

Ainsi, au cours de ce chapitre une analyse économétrique sera établie à l'aide d'un modèle économétrique VAR, qui nous aidera à connaître l'impact de cette volatilité du prix du pétrole au cours de la période de forte financiarisation de ce marché (2000-2018) sur l'activité pétrolière de Sonatrach.

## **Section I : Aspects théoriques de l'économétrie**

L'économétrie a joué un rôle important dans le domaine des études économiques de toutes sortes, en construisant des modèles qui permettent l'interprétation des phénomènes économiques étudiés. En effet, le chercheur s'intéresse au domaine de l'économétrie dans le but d'étudier et de déterminer les relations causales entre les variables économiques, ce qui nécessite essentiellement une bonne connaissance des aspects théorique de l'économie liée au phénomène qui en détermine les orientations générales, comme l'exige le champ de recherche dans ce domaine, la familiarité avec les outils d'analyse mathématique et statistique qui contribuent à la conception du modèle.

### **1.1. Définition de l'économétrie**

Littéralement parlant, le mot "économétrie" signifie "mesure en économie". Cette définition est trop large pour être utile, car la plupart des considérations économiques concernent la mesure. Nous mesurons notre produit national brut, l'emploi, la masse monétaire, les exportations, les importations, les indices de prix, etc. Ce que nous entendons par économétrie est :

« L'application des méthodes statistiques et mathématiques à l'analyse des données économiques, dans le but de donner un contenu empirique aux théories économiques et de les vérifier ou de les réfuter »<sup>1</sup>.

Nous pouvons résumer les objectifs de l'économétrie en quatre principaux points :

- Tester la théorie économique : la méthode de déduction commence par des hypothèses simples faites par le chercheur dans un but de simplification la réalité et en déduire des hypothèses qui sont interprétées, fournissant généralement une explication au phénomène économique en question.
- Interprétation de certains phénomènes économiques : la tâche de l'économétrie se résume à la mesure des relations économiques dans le but de les tester, et donc l'analyse ne peut se faire que sur la base d'une théorie, car cette dernière présente les relations qui peuvent être mesurées, et puis l'importance de la théorie économique vient avant l'importance de l'économétrie, du fait que la théorie économique permet de déterminer les variables économiques sur lesquelles le chercheur doit collecter des données.

---

<sup>1</sup> Moad EL. (2022). Introduction à l'économétrie appliquée. Paris : Editions L'Harmattan. p.10.

- Prédire le comportement des variables économiques : L'utilisation de méthodes statistiques aide à déterminer les résultats attendus pour certaines variables économiques les changements économiques dans les périodes futures, en fonction des données réalistes disponibles pour les périodes passées, et les avantages pour le concepteur résident dans la capacité d'utiliser le processus de prévision afin d'élaborer des plans économiques appropriés et de prendre des décisions précoces pour faire des plans économiques pour l'avenir.
- Développer et présenter des politiques économiques : l'économétrie aide à définir les fondements numériques des équations des relations économiques, utiles à l'élaboration de politiques économiques saines.

## 1.2. Modèles Économiques et Modèles Économétriques

La première tâche d'un économètre est celle de formuler un modèle économétrique. Ainsi, Un modèle est une représentation simplifiée d'un processus du monde réel. Par exemple, dire que la quantité demandée d'oranges dépend du prix d'oranges est une représentation simplifiée, car il existe une foule d'autres variables auxquelles on peut penser qui déterminent la demande d'oranges. Ce flux d'autres variables n'a pas de fin. De nombreux scientifiques ont plaidé en faveur de la simplicité, car les modèles simples sont plus faciles à comprendre, à communiquer et à tester de manière empirique avec des données. C'est la position de Karl Popper et Milton Friedman. Le choix d'un modèle simple pour expliquer des phénomènes complexes du monde réel conduit à deux critiques : Le modèle est trop simplifié, et les hypothèses sont irréalistes.

Cela nous amène à la distinction entre un modèle économique et un modèle économétrique. Un modèle économique est un ensemble d'hypothèses décrivant approximativement le comportement d'une économie (ou d'un secteur d'une économie). Un modèle économétrique comprend les éléments suivants<sup>1</sup> :

- Un ensemble d'équations comportementales dérivées du modèle économique. Ces équations impliquent certaines variables observées et certaines "perturbations" (qui sont un fourre-tout pour toutes les variables considérées comme non pertinentes aux fins de ce modèle ainsi que pour tous les événements imprévus).

---

<sup>1</sup> Moad, EL.(2022). Op Cit., Page 12.

- Une déclaration indiquant s'il y a des erreurs d'observation dans les variables observées.
- Une spécification de la distribution de probabilité des "perturbations" (et des erreurs de mesure).

Avec ces spécifications, nous pouvons tester la validité empirique du modèle économique et l'utiliser pour établir des prévisions ou l'utiliser dans l'analyse des politiques. Prenant l'exemple le plus simple d'un modèle de demande, le modèle économétrique consiste généralement à :

- Une équation comportementale

$$q = \beta_0 + \beta_1 p + \varepsilon$$

Où  $q$  est la quantité demandée et  $p$  le prix. Ici,  $p$  et  $q$  sont les variables observées et  $\varepsilon$  est le terme d'erreur.

- Une spécification de la distribution de probabilité de  $\varepsilon$  qui dit que  $E(\varepsilon/p) = 0$  et que les valeurs de  $\varepsilon$  pour les différentes observations sont indépendamment et normalement distribuées avec une moyenne nulle et une variance  $\sigma^2 \varepsilon$ . Avec ces spécifications, on procède à un test empirique de la loi de la demande ou de l'hypothèse  $\beta_1 < 0$ . On peut également utiliser la fonction de la demande estimée à des fins de prévision et de politique.

#### **1.4. Une analyse théorique de la méthodologie d'étude appliquée**

Dans ce point il s'agira essentiellement d'aborder la méthodologie mise en place pour construire un modèle économétrique VAR.

##### **1.4.1. Tester la stationnarité des séries temporelles**

Pour étudier la stationnarité des séries temporelles étudiées, la plupart des études utilisent le test Dickey-Fuller Augmenté, le test Philips Perron et le test KPSS. Ces tests permettent de vérifier si les séries temporelles sont stationnaires ou non stationnaires, en déterminant s'il y a des racines unitaires et une direction temporelle générale.

- Le test Dickey-Fuller Augmentés<sup>1</sup> : le test ADF est considéré comme plus développé que le test (DF) parce qu'il prend en compte l'incohérence des erreurs, le test ADF se base sur l'hypothèse alternative :  $\phi < 1$  , et les modèles suivants sont estimés à l'aide de la méthode des moindres carrés ordinaires (MCO).

$$\Delta x_t = \rho x_{t-1} - \sum_{j=2}^p \phi_j \Delta x_{t-j+1} + \varepsilon_t \dots\dots\dots(1)$$

$$\Delta x_t = \rho x_{t-1} - \sum_{j=2}^p \phi_j \Delta x_{t-j+1} + C + \varepsilon_t \dots\dots\dots (2)$$

$$\Delta x_t = \rho x_{t-1} - \sum_{j=2}^p \phi_j \Delta x_{t-j+1} + C + b_t + \varepsilon_t \dots\dots\dots (3)$$

Où :  $\rho = \phi - 1$ , ( $\rho$  terme d'erreur) ;

$\varepsilon_t$  : Bruit blanc.

Les hypothèses suivantes sont testées :  $H_0 : \phi - 1 = 0$  ;  $H_1 : \phi - 1 < 0$

Et la valeur estimée ( $\hat{\phi}_1$ ) a été calculée par Fuller et Dickey et ont établi un tableau des valeurs critiques ( $\hat{\phi}_1$ ) de sorte à permettre la comparaison avec ( $z$ ) calculé à partir de l'équation suivante :

$$Z_{cal} = \frac{\hat{\phi}_1 - 1}{\delta \hat{\phi}_1}$$

Ainsi, si  $Z_{cal} \geq Z_{tab}$  : cela signifie qu'il admet une racine unitaire et l'hypothèse ( $H_0$ ) est acceptée et la série est alors non stationnaire.

Tandis que si  $Z_{cal} < Z_{tab}$  : cela signifie que la série est stationnaire et la détermination de la valeur de ( $\rho$ ) est possible à partir des critères Akaike et Schwarz, sachant que :

$$Akaike(\rho) = n \log(\delta^2_{\varepsilon_t}) + 2(3+\rho)$$

$$Schwarz(\rho) = n \log(\delta^2_{\varepsilon_t}) + 2(3+\rho) \log n$$

Dans lequel:

$\delta^2_{\varepsilon_t}$ : La variance de l'erreur aléatoire après estimation

Et  $n$  : Le nombre d'observation.

---

<sup>1</sup> Dickey, D. A., & Fuller, W. A. (1981). Likelihood ratio statistics for autoregressive time series with a unit root. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 1057-1072.

### 1.4.2. Les fondements du modèle VAR<sup>1</sup>

Les modèles vectoriels autorégressifs (VAR) sont largement utilisés dans la recherche sur les séries chronologiques pour examiner les relations dynamiques qui existent entre les variables qui interagissent les unes avec les autres. En outre, ce sont également des outils de prévision importants qui sont utilisés par la plupart des institutions macroéconomiques ou décisionnelles.

Le développement de ces modèles fait l'objet de nombreuses recherches en cours qui font suite à la contribution séminale de Sims (1972), qui a établi un cadre de modélisation des variables endogènes dans un contexte multivarié. À la suite de l'élaboration de ce cadre, un certain nombre de tests statistiques ont été dérivés pour déterminer les interdépendances et la nature des relations dynamiques entre les variables. En outre, les développements plus récents incluent l'utilisation de décompositions structurelles, les restrictions de signe, l'incorporation de paramètres variant dans le temps, les ruptures structurelles, la volatilité stochastique ; pour n'en citer que quelques-uns.

La structure des modèles VAR permet d'expliquer les valeurs des variables endogènes à partir de leurs valeurs observées passées. Ces modèles diffèrent quelque peu des modèles vectoriels autorégressifs structurels (SVAR), qui permettent de modéliser explicitement l'interdépendance contemporaine entre la main gauche variables secondaires.

De plus, les contributions importantes d'Engle et Granger (1987) ont doté les économètres d'outils puissants pour modéliser les relations cointégrées entre variables.

Dans ce qui suit, nous présentons certaines des idées et méthodes clés utilisées dans l'analyse VAR. Bon nombre des concepts abordés dans le présent chapitre sont des extensions multivariées des outils et des concepts qui ont été appliqués aux modèles autorégressifs.

Ces techniques sont expliquées à l'aide de matrices et d'algèbre matricielle. Nous considérons également les propriétés de stabilité du modèle et montrons comment on peut dériver la représentation moyenne mobile du VAR. Par la suite, nous discutons des problèmes liés à la spécification, à l'estimation et à la prévision des modèles VAR de forme réduite. Dans la dernière section, nous introduisons le concept important appelé causalité de Granger<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Bourbonnais, R. (2010). Économétrie. Paris: Dunod. P258.

<sup>2</sup> Lütkepohl, H. (2005). New Introduction to Multiple Time Series Analysis. Heidelberg: Springer-Verlang.

### 1.4.2.1. La représentation d'un modèle VAR

Pour décrire l'utilisation des techniques multivariées, nous devons introduire une nouvelle notation. Dans sa forme de base, un VAR se compose d'un ensemble de  $K$  variables endogènes  $y_t = (y_{1t}, \dots, y_{kt}, \dots, y_{Kt})$  pour  $k = 1, \dots, K$ . Après avoir inclus  $p$  retards des variables endogènes, le VAR( $p$ ) modèle peut être défini comme :

$$y_t = A_1 y_{t-1} + \dots + A_p y_{t-p} + D_t + U_t \dots \dots \dots (1)$$

Où  $A_i$  sont ( $K \times K$ ) matrices de coefficient pour  $i = 1, \dots, p$  et  $U_t$  est un  $K$  processus de bruit blanc dimensionnel avec matrice de covariance définie positive invariante dans le temps,  $E [u_t u_t'] = \Sigma_u$ , tel que :

$$E [u_t] = 0$$

$$E [u_t u_t'] = \Sigma_u, \text{ qui est défini positif}$$

La matrice, c'est la matrice des coefficients des régresseurs potentiellement déterministes de dimension ( $K \times M$ ), et  $D_t$  qui est une ( $M \times 1$ ) vecteur de colonne contenant les régresseurs déterministes appropriés, tels qu'une constante, une tendance et des variables factices et/ou saisonnières.

L'expression de l'équation (1) suggère clairement que le modèle VAR relie les  $k$ 'th variable dans le vecteur  $y_t$  aux valeurs passées de lui-même et de toutes les autres variables du système. Cela contraste avec les modèles autorégressifs univariés, qui ne relient une variable donnée qu'à des valeurs passées d'elle-même.

Pour prendre un exemple, supposons qu'il n'y a pas de régresseurs déterministes,  $K=2$  et  $P=1$ . Ensuite, l'équation (1) se simplifierait à celle d'un modèle VAR (1) qui n'inclut aucune composante déterministe,

$$y_t = A_1 y_{t-1} + U_t$$

Où  $y_t$ ,  $U_t$  et la  $A_1$  matrices qui prennent la forme de

$$y_t = \begin{bmatrix} y_{1,t} \\ y_{2,t} \end{bmatrix}, A_1 = \begin{bmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} \end{bmatrix} \text{ and } u_t = \begin{bmatrix} u_{1,t} \\ u_{2,t} \end{bmatrix} \dots \dots \dots (2)$$

Si nous devons alors supposer que les éléments spécifiques  $A_1$  matrice sont donnés comme,

$$\begin{bmatrix} y_{1,t} \\ y_{2,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.5 & 0 \\ 1 & 0.2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-1} \\ y_{2,t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{1,t} \\ u_{2,t} \end{bmatrix} \dots\dots\dots(3)$$

Où après quelques multiplications matricielles, on peut écrire :

$$\begin{aligned} y_{1,t} &= 0.5y_{1,t-1} + u_{1,t} \\ y_{2,t} &= 1y_{1,t-1} + 0.2y_{2,t-1} + u_{2,t} \end{aligned}$$

Avec cette paramétrisation,  $y_{2,t}$  dépend positivement des valeurs passées de lui-même et des valeurs passées de  $y_{1,t}$ . D'autre part, la dynamique de  $y_{1,t}$  ne dépend que de ses valeurs passées. Ces relations sont capturées par la paramétrisation particulière du modèle.

Les variables qui doivent être incluses dans une enquête particulière dépendront généralement de l'objectif de l'étude, où les chercheurs peuvent souhaiter incorporer celles qui sont responsables d'interactions dynamiques importantes ou d'une relation causale perçue. En outre, la théorie économique pourrait également être utilisée à bon escient lors du choix des variables à inclure.

Dans de nombreuses enquêtes macroéconomiques, il serait prudent de construire un modèle qui ne dépende pas seulement de ses propres valeurs passées, mais aussi des valeurs passées d'autres variables. Par conséquent, de nombreux modèles VAR incluent généralement des décalages de toutes les variables endogènes.

#### 1.4.2.2. Estimation d'un VAR

Le système VAR peut être estimé équation par équation à l'aide des MCO<sup>1</sup>. Estimation de la VAR(p) en utilisant les MCO serait cohérent, et sous l'hypothèse de normalité des erreurs, efficace. Plus formellement, nous pourrions commencer par supposer que nous avons une taille d'échantillon de T, avec  $y_1, \dots, y_T$ , pour chacun des K variables dans notre VAR(p), qui peut être défini dans une équation.

En estimation MCO de A, le modèle VAR (p) est défini comme,

$$Y_t = \hat{A}_0 + \hat{A}_1 Y_{t-1} + \hat{A}_2 Y_{t-2} + \dots + \hat{A}_p Y_{t-p} + e$$

e étant le vecteur de dimension (k,1) des résidus d'estimation  $e_{1t}, e_{2t}, \dots, e_{kt}$ .

---

<sup>1</sup> Bourbonnais, R. (2010). Économétrie. Paris: Dunod., P301.

Et on note :  $\Sigma_e$  la matrice des variances covariances estimées des résidus du modèle.

Les coefficients du processus VAR ne peuvent être estimés qu'à partir de séries stationnaires (voir le point précédent). Par ailleurs, après étude des caractéristiques des périodiques, soit les séries sont stationnarisées par différence, préalablement à l'estimation des paramètres dans le cas d'une tendance stochastique, soit il est possible d'ajouter une composante tendance à la spécification VAR, dans le cas d'une tendance déterministe<sup>1</sup>.

### 1.4.2.3. Causalité de Granger

Les modèles VAR sont fréquemment utilisés dans des contextes académiques et pratiques pour étudier les relations entre un ensemble de variables. Une mesure utile des relations est à l'aide du concept de causalité de Granger (1969)<sup>2</sup>.

En utilisant cette notation de causalité, l'idée est qu'une cause ne peut pas venir après l'effet. Donc, si variable  $y_{2,t}$  Granger provoque un comportement dans la variable  $y_{1,t}$ , ensuite  $y_{2,t}$  devrait améliorer les prédictions de  $y_{1,t}$ . Bien qu'il s'agisse d'une description très générale, suivant l'hypothèse habituelle concernant une fonction de perte MSE et des prédicteurs linéaires, la causalité de Granger dans un cadre VAR est facile à vérifier. Nous avons juste besoin d'étudier la représentation VAR du système.

Considérons à nouveau le système VAR dans l'équation (3).

$$\begin{bmatrix} y_{1,t} \\ y_{2,t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mu_1 \\ \mu_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0.5 & 0 \\ 1 & 0.2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{1,t-1} \\ y_{2,t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_{1,t} \\ u_{2,t} \end{bmatrix}$$

D'où,  $y_{2,t}$  n'aide pas à prévoir  $y_{1,t}$ . Cependant,  $y_{1,t}$  aide à prévoir  $y_{2,t}$ . Par conséquent, suivant la définition de la causalité de Granger, lorsqu'elle est placée dans un cadre de prévision,  $y_{1,t}$ , est-ce que Granger causerait  $y_{2,t}$ , mais  $y_{2,t}$  Granger ne cause-t-il pas  $y_{1,t}$ . Alternativement, si la matrice des coefficients avait été,

$$A_1 = \begin{bmatrix} 0.5 & 0.2 \\ 1 & 0.12 \end{bmatrix}$$

Tous les deux  $y_{1,t}$  et  $y_{2,t}$  aurait Granger causé l'autre. Dans ce cas, on dit souvent que le système de  $y_t$  est un système de rétroaction.

<sup>1</sup> B ourbonnais, R. (2010). Économétrie. Paris: Dunod. Page 302.

<sup>2</sup> Granger, C. W. J. (1969). Investigating causal relations by econometric models and cross-spectral methods. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 424-438.

Dans des situations pratiques, où la représentation VAR doit être estimée, un test de causalité de Granger est facilement mis en œuvre en utilisant un test d'hypothèse conjointe. Autrement dit, pour chaque équation du VAR, nous calculons  $K-1$  versions restreintes du modèle VAR par rapport à la version sans restriction. Le test, pour chaque version restreinte, est un test d'hypothèse conjoint que tous les retards de la  $k$ 'th variable du système est conjointement significativement différente de zéro. En tant que tel, il s'agit simplement d'une norme F-test, où l'hypothèse nulle n'est pas une causalité de Granger.

Par exemple, si nous avons un modèle VAR (2), avec trois variables, la première équation du système se lirait,

$$y_{1,t} = \mu_1 + \alpha_{11}y_{1,t-1} + \alpha_{12}y_{2,t-1} + \alpha_{13}y_{3,t-1} + \dots \\ \alpha_{14}y_{1,t-2} + \alpha_{15}y_{2,t-2} + \alpha_{16}y_{3,t-2} + u_{1,t}$$

Le test d'absence de causalité de Granger à partir de  $y_{2,t}$  pour  $y_{1,t}$  serait un F-tester avec nul,  $\alpha_{12} = \alpha_{15} = 0$ , et le test d'absence de causalité de Granger de  $y_{3,t}$  pour  $y_{1,t}$  serait un F-test avec nul,  $\alpha_{13} = \alpha_{16} = 0$ . Effectuer un test similaire sur les deux autres équations de la représentation VAR donnerait un test complet pour l'absence de causalité de Granger. Un rejet de l'une des hypothèses nulles indique une causalité de Granger.

Compte tenu de ces expressions, il convient de noter que l'absence de relation de causalité de Granger d'une variable à une autre variable ne peut pas nécessairement être interprétée comme une absence de relation de cause à effet. En tant que tel, le nom de causalité de Granger est quelque peu impropre. La causalité de Granger n'a pas besoin de signifier autre chose que la prévisibilité.

#### 1.4.2.4. La dynamique d'un modèle VAR

Les modèles VAR permettent d'analyser les effets d'une variable par rapport aux autres, cela par le recours à des simulations de chocs aléatoires (innovations) et de la décomposition de la variance de l'erreur. Ces deux analyses permettent de résumer l'essentielle de l'information renfermée dans la dynamique du système VAR estimé.

Les fonctions de réponse impulsionnelle mesurent la conséquence d'un choc sur les variables. Dans une application empirique elle constitue une des principales utilisations des processus VAR. Cette réponse représente l'effet d'un choc d'une innovation sur les valeurs courantes et futures des variables endogènes. Elle permet de faire des simulations et d'analyser l'impact d'un choc sur une variable à court, moyen et long terme.

L'analyse de la décomposition de la variance de l'erreur de prévision a pour objectif d'avoir les informations sur l'importance relative des innovations dans les variations de chacune des variables du modèle. Quand une innovation explique une part importante de la variance de l'erreur, on en déduit que la série étudiée est très sensible aux chocs affectant cette série. En définitive, elle permet de déterminer la direction dans laquelle le choc a le plus d'impacts.

## **Section II : Présentation de notre étude sous la modélisation VAR**

Sur la base de ce qui précède, nous tenterons, à travers cette recherche, de mener une modélisation pour connaître le degrés d'impact de la volatilité des prix du pétrole sur l'activité pétrolière algérienne pendant la période de forte financiarisation de l'industrie pétrolière (2000-2018), et dans le cadre de la réalisation de cette étude appliquée, des données et des statistiques ont été collectées sur les différentes variables a étudié pour la période, et les données utilisées sont les suivantes :

- Prix du pétrole (PP), Le prix du pétrole brut OPEP est défini par ce qu'on appelle le prix du panier OPEP (de référence).

Le panier est le prix moyen du mélange de pétrole produit par les membres de l'organisation de l'OPEP. Une partie de ce mélange de pétrole est par exemple : le Sahara blend d'Algérie, Basrah Light en Irak, Arabian Light d'Arabie Saoudite, BCF 17 du Venezuela, etc.

- La production de pétrole brut en Algérie entre 2000 et 2018. Ils sont recueillis dans les statistiques publiés par la Statistical Review<sup>1</sup>, qui publie la production pétrolière de plusieurs pays dont l'Algérie. Les variations annuelles et les parts du total de la production sont calculés à l'aide de chiffres en millions de tonnes.
- Les dépenses d'investissement du groupe Sonatrach entre 2000 et 2018, recueillie auprès du département financier de la compagnie pétrolière algérienne. Les montants d'investissements pour chaque année donnée sont en milliards de dinars.
- Le chiffre d'affaire de la compagnie pétrolière Algérienne Sonatrach entre la période allant de 2000 à 2018. Ces données ont été collectées auprès des services financiers de la direction de Sonatrach. Le montant du chiffre d'affaire pour chaque année est en milliards de dinars.

---

<sup>1</sup> BP. (2020). The Statistical Review of World Energy analyses data on world energy markets from the prior year. The Review has been providing timely, comprehensive and objective data to the energy community since 1952. Statistical Review of World Energy, 69th edition.

Afin de mener à bien notre étude à travers un modèle économétrique, et ceux conformément aux tendances récentes de l'analyse des séries chronologiques, qui ont joué un rôle de premier plan dans la réalisation de relations économiques mesurables et quantitatives, nous utiliserons des modèles dynamiques pour étudier le phénomène, représenté par le modèle autorégressif (VAR). La principale caractéristique de la technique des vecteurs autorégressifs est que son approche de base permet de construire des modèles économétriques avec moins de restrictions imposées par la théorie économique, et cette approche est évidente en l'absence de toute distinction préalable entre les variables, ou en les divisant en variables endogènes et exogènes.

## **2.1. L'étude de la stationnarité des séries temporelles des variables étudiées**

Lors de l'estimation de la relation entre les variables de l'étude, nous constatons que le processus de conduite de toute relation de régression entre la variable dépendante et les variables indépendantes nous permettra d'obtenir de faux résultats de la régression, et à partir de là, les estimations et les tests statistiques qui résulteront de cette régression qui utilise des séries temporelles non stationnaires pourront être considéré comme des résultats incorrects.

Egalement, nous ne pouvons pas être rassurés par rapport aux résultats de l'inférence statistique sur les capacités du modèle lorsque nous ignorons les caractéristiques des séries temporelles sous l'angle de repos avant d'effectuer la régression. Ainsi, les caractéristiques des séries chronologiques statistiques sont prises en considération et imprégnées du caractère stationnaire avant que l'estimation ne soit effectuée.

### **2.1.1. Les graphiques des séries chronologiques des variables étudiées**

Toutes les séries étudiées étaient constituées de 19 observations, s'étendant de l'année 2000 à l'année 2018, et avec l'aide du programme Eviews 10, les données de la série étudiée ont été représentées dans la figure suivante :

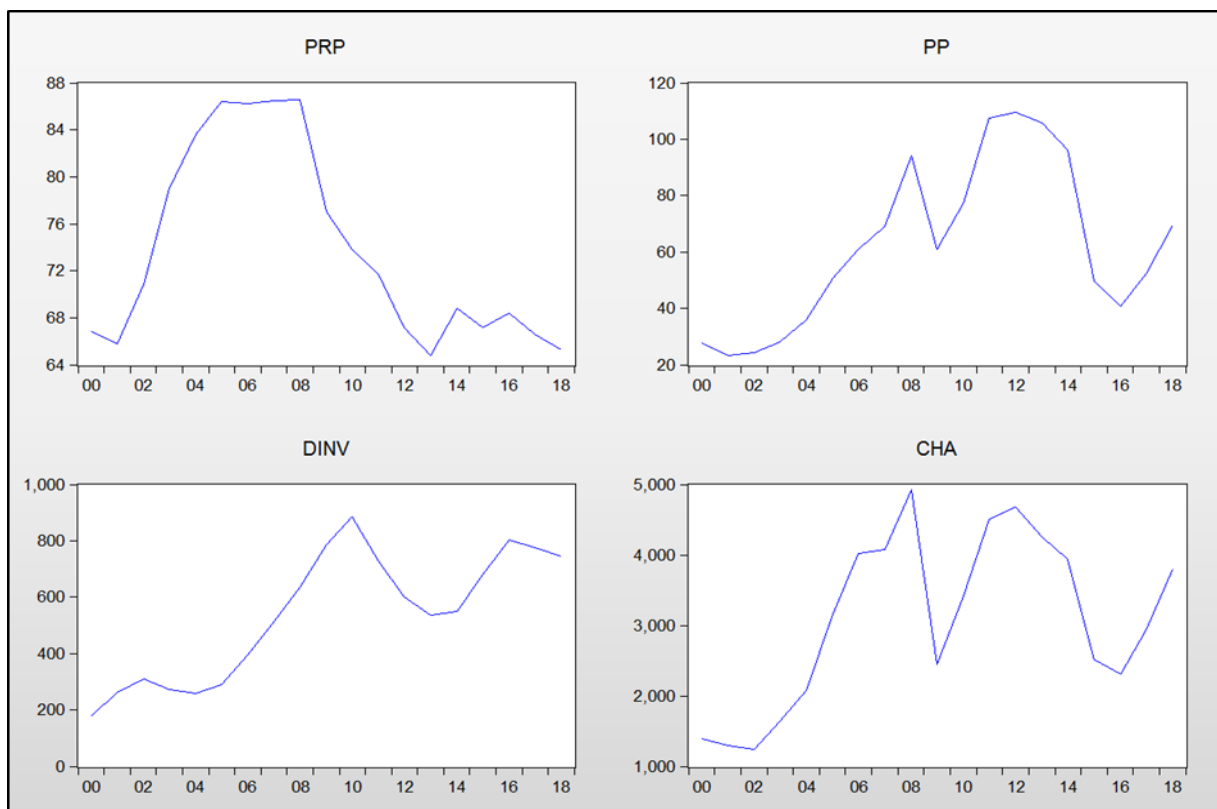
#### **Figure n°31 : Les graphiques des séries temporelles des variables étudiées**

PRP : Production pétrolière en Algérie entre 2000 et 2018

PP : Le prix du pétrole entre 2000 et 2018

DINV : Les dépenses d'investissement de Sonatrach entre 2000 et 2018

CHA : Le chiffre d'affaire de Sonatrach entre 2000 et 2018



Source : Etablie par nous même à travers le programme EVIEWS 10.

Il nous apparaît clairement que les séries étudiées sont sous forme exponentielle, c'est-à-dire qu'elles sont non linéaires, et afin de les restituer linéairement, et d'atteindre une certaine homogénéité dans les tailles des nombres statistiques utilisés dans l'étude, et afin d'exclure l'effet de la tendance générale (Trend) des fluctuations périodiques des variables, les données originales du modèle étudié ont été converties en logarithme, ce qui est représenté dans la figure ci-dessous.

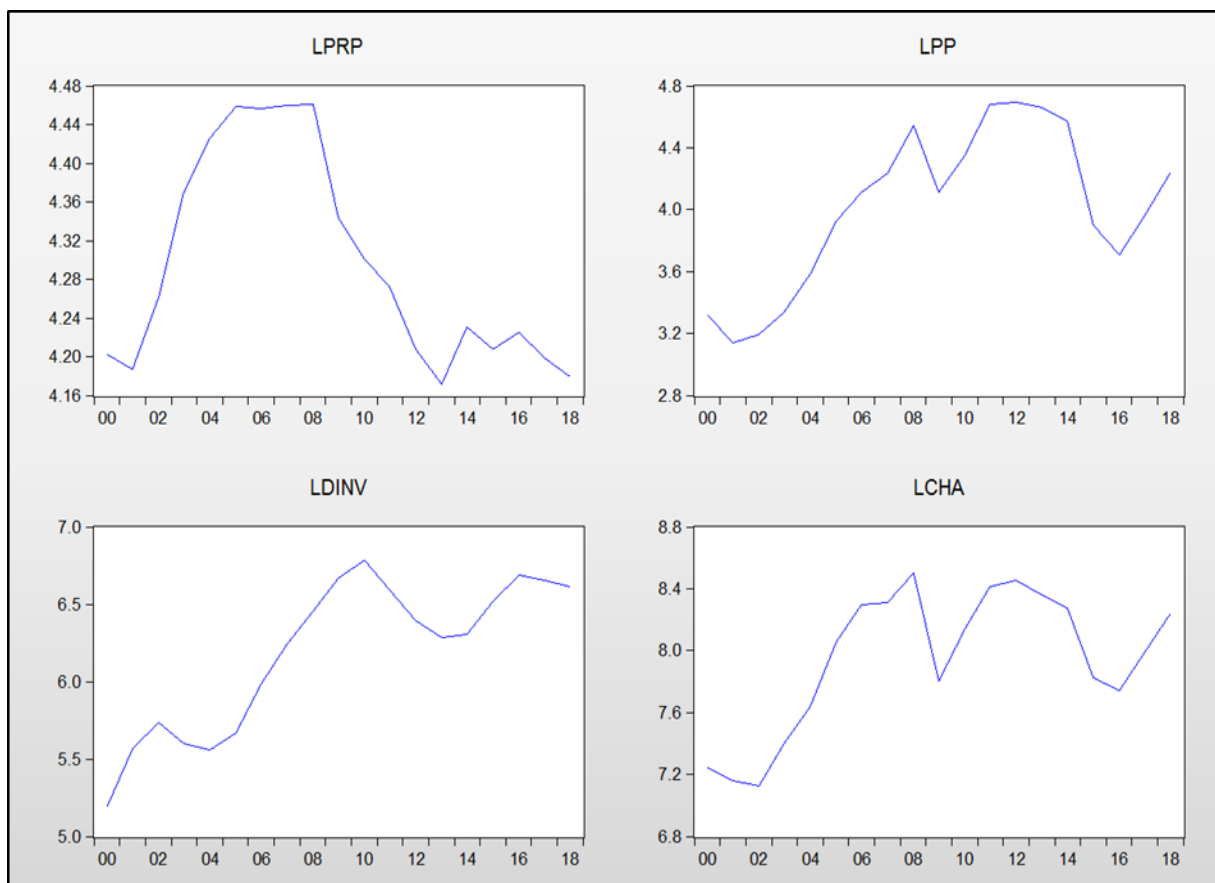
**Figure n°32 : les courbes graphiques des variables étudiées après insertion du logarithme**

LPRP : Production pétrolière en Algérie entre 2000 et 2018 après introduction du logarithme

LPP : Le prix du pétrole entre 2000 et 2018 après introduction du logarithme

LDINV : Les dépenses d'investissement de Sonatrach entre 2000 et 2018 après introduction du logarithme

LCHA : Le chiffre d'affaire de Sonatrach entre 2000 et 2018 après introduction du logarithme



Source : Etablie par nous même à travers le programme EVIEWS 10.

L'observation des graphiques précédents ne peut pas nous donner une réponse claire quant à savoir si les séries étudiées sont stationnaires ou non, nous utilisons donc les tests statistiques spécifiques pour cela.

En effet, la première étape de l'analyse des données consiste à tester si les variables sont stationnaires ou non, afin d'éviter l'émergence du problème de la régression fallacieuse, car la stationnarité est une condition préalable à l'étude et à l'analyse des séries temporelles pour obtenir des résultats correctes et logiques.

Dans un premier temps, nous analysons la courbe d'autocorrélation simple et partielle (corrélogramme) des series LPRP, LPP, LDINV et LCHA, respectivement. EvIEWS 10 nous montre les résultats des fonctions d'autocorrélation simples (colonne AC) et des fonctions d'autocorrélation partielles (colonne PAC)<sup>1</sup>. Les lignes pointillées verticales indiquées sur la figure représentent l'intervalle de confiance, et par conséquent, chaque terme (Trend) en dehors de cette intervalle est significativement différent de zéro lorsque  $\alpha = 5\%$ .

<sup>1</sup> Voir l'annexe n°1.

Nous remarquons dans un premier temps à travers les figures que toutes les bornes du chronogramme simple des variables étudiées sont en dehors de l'intervalle de confiance, et donc on dit que le processus n'est pas un processus à bruit blanc, et donc les séries temporelles des variables LPRP, LPP, LDINV et LCHA sont non stationnaire (conclusion préliminaire). C'est ce qui caractérise la plupart des séries temporelles qui décrivent les variables macroéconomiques, car la plupart d'entre elles changent et croient avec le temps, ce qui rend leur moyenne et leur variance instables et liées au temps.

### 2.1.2. Détermination du niveau de retards (P) pour les échantillons de test ADF

Avant de réaliser le test de stabilité des chaînes étudiées, il faut d'abord déterminer le niveau de retards (P) correspondant à la valeur la plus faible des critères d'Akaike et Schwarz indiqués dans le tableau suivant :

**Tableau n°10 : Valeurs des critères d'Akaike et Schwarz pour déterminer le niveau des retards (P)**

		0	1	2	3
<b>LPRP</b>	<b>Akaike</b>	-3.1262	-3.5419 *	-3.5151	-3.6105
	<b>Schwarz</b>	-2.9778	-3.3459 *	-3.2737	-3.3273
<b>LPP</b>	<b>Akaike</b>	0.4208	0.3504 *	0.5188	0.6486
	<b>Schwarz</b>	0.5692	0.5465 *	0.7602	0.9318
<b>LDINV</b>	<b>Akaike</b>	-0.6270	-1.1158	-1.3383	-1.5922 *
	<b>Schwarz</b>	-0.4786	-0.9198	-1.0969	-1.3090 *
<b>LCHA</b>	<b>Akaike</b>	0.4155 *	0.4689	0.4713	0.6338
	<b>Schwarz</b>	0.5639 *	0.6649	0.7128	0.9170

Source : Etablie par nous même à travers le programme EVIEWS 10.

\* : indique toutes les valeurs significatives.

De cette démonstration nous concluons que le niveau de retards correspondant à la valeur la plus basse des critères d'Akaike et Schwarz est : P=0 pour la série de la variable LCHA, P=1 pour les séries des variables LPRP et LPP, P=3 pour la série de la variable LDINV.

### 2.1.3. Le test ADF pour les séries LPRP, LPP, LDINV et LCHA

Après avoir déterminé les degrés de retard des tests Dickey-Fuller Augmenté (ADF) pour chaque série à l'aide du programme spécialisé dans la modélisation standard Eviews 10, nous avons effectué les tests DF sur la série temporelle LCHA et sur les séries LPRP, LPP et LDINV, et les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous, qui sont des tests de stationnarité et de statique des variables étudiées, lorsque les résultats de ce test montrent que les séries originales des variables étudiées sont non stationnaires (c'est-à-dire qu'elles contiennent des racines unitaires), car les valeurs absolues du t calculé sont inférieures au t tabulé correspondant à un niveau significatif de 5 % (c'est-à-dire Prob > 0,05) dans les trois modèles pour ce test. Nous expliquons ces résultats à travers le tableau suivant :

**Tableau n°11 : Résultats des tests ADF sur les séries LPRP, LPP, LDINV et LCHA.**

		Model (3)			Model (2)		Model (1)
		b	c	$\emptyset$	c	$\emptyset$	$\emptyset$
<b>LPRP</b>	<b>t<sub>cal</sub></b>	-3.3209	3.5475	<b>-3.4631</b>	1.6599	<b>-1.6611</b>	<b>-0.0672</b>
	<b>Prob</b>	0.0055	0.0036	<b>0.0762</b>	0.1191	<b>0.4318</b>	<b>0.6460</b>
<b>LPP</b>	<b>t<sub>cal</sub></b>	0.5026	2.2127	<b>-1.9420</b>	2.2893	<b>-2.1934</b>	<b>0.5638</b>
	<b>Prob</b>	0.6236	0.0454	<b>0.5895</b>	0.0381	<b>0.2152</b>	<b>0.8278</b>
<b>LDINV</b>	<b>t<sub>cal</sub></b>	0.5803	2.1102	<b>-1.8270</b>	2.8993	<b>-2.7854</b>	<b>1.1953</b>
	<b>Prob</b>	0.5759	0.0640	<b>0.6408</b>	0.0159	<b>0.0838</b>	<b>0.9321</b>
<b>LCHA</b>	<b>t<sub>cal</sub></b>	0.4541	1.7611	<b>-1.6714</b>	1.8209	<b>-1.7743</b>	<b>0.7262</b>
	<b>Prob</b>	0.6562	0.0986	<b>0.7216</b>	0.0874	<b>0.3800</b>	<b>0.8627</b>

Source : Établie par nous même à travers le programme EVIEWS 10 et l'annexe n°2, et le tableau n°1

Maintenant que nous avons confirmé que les séries temporelles étudiées ne sont pas stationnaires. Il y a lieu de passer à la détermination du type des séries, et par la suite nous passerons à la détermination du modèle VAR de notre étude.

Concernant la série LPRP, on estime le modèle (3) en testant l'hypothèse nulle  $H_0: b = 0$  pour connaître la composante significative de la tendance générale (b). Par rapport, aux résultats obtenus, nous remarquons que Prob est inférieur au niveau de signification de 5%, et donc nous rejetons l'hypothèse nulle selon laquelle b n'est pas significatif.

Nous procédons par la suite au test de la racine unitaire à travers l'hypothèse  $H_0 : \phi = 1$  pour trouver que Prob est supérieur au niveau de signification de 5 %, et en conséquence nous acceptons l'hypothèse nulle. Autrement dit, la série LPRP n'est pas stationnaire.

Par rapport aux séries LPP et LDINV, nous estimons le modèle (3) en testant l'hypothèse nulle  $H_0 : b = 0$  pour connaître la composante significative de la tendance générale (b). A travers les résultats, on remarque que Prob est supérieur au seuil de signification de 5%, et donc on accepte l'hypothèse nulle de non-significativité de b, et on procède à l'estimation du modèle (2) pour tester l'hypothèse nulle  $H_0 : c = 0$  pour connaître la signification de la limite constante composée (c).

Nous remarquons d'après les données obtenues que Prob soit inférieur au niveau de signification de 5%, et donc nous rejetons l'hypothèse nulle indiquant la non-significativité (c). Nous procédons au test de racine unitaire via l'hypothèse  $H_0 : \phi = 1$  pour trouver que Prob est supérieur au niveau de signification de 5 %, et donc nous acceptons l'hypothèse nulle. Autrement dit, les séries LPP et LDINV ne sont pas stationnaires.

Compte à la série LCHA, nous estimons le modèle (3) en testant l'hypothèse nulle  $H_0 : b = 0$  pour connaître la composante significative de la tendance générale (b). A travers les résultats, on remarque que Prob est supérieur au seuil de signification de 5%, et donc on accepte l'hypothèse nulle de non-significativité de b, et on procède à l'estimation du modèle (2) pour tester l'hypothèse nulle  $H_0 : c = 0$  pour connaître la signification de la limite constante composée (c).

Nous remarquons à partir des données obtenues que Prob est supérieur au niveau de signification de 5 %, et nous acceptons donc l'hypothèse nulle indiquant la non-significativité de (c). Nous procédons à l'estimation du modèle (1) pour tester la racine unitaire à travers l'hypothèse  $H_0 : \phi = 1$  pour trouver que Prob est supérieur au niveau de signification de 5 %, et en conséquence nous acceptons l'hypothèse nulle. Autrement dit, la série LCHA n'est pas stationnaire.

Nous déduisons, sur la base du schéma de stratégie simplifié pour les tests de racine unitaire, que toutes les séries étudiées sont non stationnaire et de type DS (Difference Stationnary).

Afin de les rendre stationnaire, nous faisons des différences du premier ordre en utilisant la méthode des filtres des différences d'ordre, c'est-à-dire :

$$DLINV = LDINV_t - LDINV_{t-1}$$

$$DLPRP = LPRP_t - LPrP_{t-1}$$

$$DLCHA = LCHA_t - LCHA_{t-1}$$

$$DLPP = LPP_t - LPP_{t-1}$$

Après avoir réalisé le test ADF pour les séries temporelles DLPRP, DLPP, DLDINV et DLCHA, nous exposons dans le tableau ci-dessous les résultats du test de Dickey-Fuller après avoir fait des différences de premier ordre :

**Tableau n°12 : Résultats des tests ADF sur les séries LPRP, LPP, LDINV et LCHA, après avoir effectué les différences du premier ordre**

		Model (3)			Model (2)		Model (1)
		b	c	∅	c	∅	∅
<b>LPPR</b>	<b>t<sub>cal</sub></b>	-1.4535	1.3144	<b>-2.8911</b>	-0.0297	<b>-2.4275</b>	<b>-2.5069</b>
	<b>Prob</b>	0.1681	0.2098	<b>0.1887</b>	0.9766	<b>0.1493</b>	<b>0.1057</b>
<b>LPP</b>	<b>t<sub>cal</sub></b>	-0.9296	1.1859	<b>-3.2509</b>	0.8173	<b>-3.1293</b>	<b>-3.0780</b>
	<b>Prob</b>	0.3683	0.2554	<b>0.1079</b>	0.4265	<b>0.0433</b>	<b>0.0043</b>
<b>LDINV</b>	<b>t<sub>cal</sub></b>	-18544	2.2627	<b>-2.9715</b>	1.3718	<b>-2.1702</b>	<b>-1.6315</b>
	<b>Prob</b>	0.0934	0.0471	<b>0.1707</b>	0.1974	<b>0.2234</b>	<b>0.0952</b>
<b>LCHA</b>	<b>t<sub>cal</sub></b>	-0.8019	1.0745	<b>-3.6935</b>	0.8281	<b>-3.6504</b>	<b>-3.6010</b>
	<b>Prob</b>	0.4360	0.3007	<b>0.0515</b>	0.4206	<b>0.0159</b>	<b>0.0013</b>

Source : Etablie par nous même à travers le programme EVIEWS 10 et l'annexe n°2, et le tableau n°2

Une fois que le traitement des séries temporelles originales est effectué en utilisant la méthode des différences du premier ordre, nous avons procédé aux tests ADF sur les séries étudiées.

Par rapport aux deux séries temporelles DLPRP et DLINV, nous estimons le modèle (3) en testant l'hypothèse nulle  $H_0: b = 0$  pour connaître la composante significative de la tendance générale (b). A travers les résultats, on remarque que Prob est supérieur au seuil de signification de 5%, et donc on accepte l'hypothèse nulle de non-significativité de b, et on procède à l'estimation du modèle (2) pour tester l'hypothèse nulle  $H_0 : c=0$  pour connaître la signification de la limite constante composée (c).

Nous remarquons à partir des données obtenues que Prob est supérieur au niveau de signification de 5 %, et nous acceptons donc l'hypothèse nulle indiquant la non-significativité (c). Nous procédons à l'estimation du modèle (1) pour tester la racine unitaire à travers l'hypothèse  $H_0:\phi=1$  pour trouver que Prob est supérieur au niveau de signification de 5 %, et en conséquence nous acceptons l'hypothèse nulle. Autrement dit, les séries susmentionnées sont stationnaires.

Ainsi, nous arrivons à déduire sur la base du schéma de stratégie simplifié pour les tests de racine unitaire, que toutes les séries étudiées sont instables et de type DS.

Afin de les rendre stationnaires, nous réalisons des différences de second ordre en utilisant la méthode des filtres de différence d'ordre, c'est-à-dire :

$$DDLINV = LDINV_t - LDINV_{t-1}$$

$$DDLPRP = LPRP_t - LPRP_{t-1}$$

De même, pour les séries DLPP et DLCHA, nous estimons le modèle (3) en testant l'hypothèse nulle  $H_0:b = 0$  pour connaître la composante significative de la tendance générale (b). A travers les résultats, nous remarquons que Prob est supérieur au seuil de signification de 5%, et donc nous acceptons l'hypothèse nulle de non-significativité de b, et on procède à l'estimation du modèle (2) pour tester l'hypothèse nulle  $H_0: c=0$  pour connaître la signification de la limite constante composée (c).

Nous remarquons à partir des données obtenues que Prob est supérieur au niveau de signification de 5 %, et nous acceptons donc l'hypothèse nulle indiquant la non-significativité (c). Nous procédons à l'estimation du modèle (1) pour tester la racine unitaire à travers l'hypothèse  $H_0:\phi=1$  pour trouver que Prob est inférieur au niveau de signification de 5 %, et en conséquence nous rejetons l'hypothèse nulle. Autrement dit, les séries susmentionnées sont stationnaires.

Le test ADF pour les séries DDLPRP et DDLINV sont effectués et le tableau ci-dessous nous présente les résultats du test de Dickey-Fuller après avoir effectué des différences du second ordre :

**Tableau n°13 : Résultats du test ADF sur la série étudiée après avoir fait les différences de second ordre**

		Model (3)			Model (2)		Model (1)
		b	c	$\phi$	c	$\phi$	$\phi$
<b>DDLPRP</b>	<b>t<sub>cal</sub></b>	1.1613	-1.3976	<b>-4.6821</b>	-0.8553	<b>-4.5312</b>	<b>-4.5270</b>
	<b>prob</b>	0.2701	0.1898	<b>0.0108</b>	0.4091	<b>0.0035</b>	<b>0.0002</b>
<b>DDLINV</b>	<b>t<sub>cal</sub></b>	-0.4605	0.4823	<b>-3.8031</b>	0.1507	<b>-4.0757</b>	<b>-4.2769</b>
	<b>prob</b>	0.6541	0.6390	<b>0.0466</b>	0.8827	<b>0.0081</b>	<b>0.0003</b>

Source : Etablie par nous même à travers le programme EVIEWS 10 et l'annexe n°2, et le tableau n°3.

Après traitement des séries DLPRP et DLINV par la méthode des différences du second ordre, nous avons effectué des tests ADF sur les séries étudiées, ce qui a démontré que les séries DDLPRP ET DDLINV sont stationnaires, car elles remplissent la condition de stationnarité selon laquelle les valeurs absolues des statistiques de test sont supérieures aux valeurs critiques correspondantes dans les trois modèles des tests Dickey-Fuller Augmenté (prob < 0.05), Ce qui prouve que les séries étudiées n'ont pas le même ordre d'intégration.

Nous avons ensuite représenté la courbe d'autocorrélation partielle et simple (Corrélogramme) pour les séries stationnaire à la première différence<sup>1</sup>.

### **Section III : Détermination du modèle VAR de notre étude empirique**

Il s'agira dans un premier temps de procéder à l'estimation du modèle Var et de réaliser des tests de validité du modèle. Par la suite, une étude dynamique du modèle VAR sera réalisée.

#### **3.1. Estimation du modèle VAR et étude de la validité du modèle**

Le test de racine unitaire de Dickey-Fuller a confirmé que les séries originales des variables étudiées ne sont pas stationnaires à un certain niveau et que les séries originales des variables LPP et LCHA sont stationnaires à la première différence, et que les séries originales des variables LDINV et LPRP sont stationnaires à la seconde différence, et donc nous savons que les séries étudiées ne sont pas intégrées dans le même ordre. Et compte tenu du fait qu'une co-intégration entre les variables se fait uniquement entre les variables intégrées de même ordre qui croient au même rythme comme tendance générale.

<sup>1</sup>Voir annexe n°3.

Ainsi, nous avons exclu l'existence d'une relation de co-intégration entre les variables étudiées, donc à ce stade nous appliquerons la technique du faisceau autorégressif VAR, mais avant cela, nous effectuerons un test de causalité de Granger.

### 3.1.1. Étudier le sens de la relation causale entre les variables étudiées

La détermination des relations causales entre les variables économiques permet dans de nombreux cas de déterminer le type de relation entre ces variables à court terme. Ceci nous donne des informations qui nous permettent d'avoir une bonne compréhension théorique des phénomènes économiques, et donc une connaissance causale réformée comme condition nécessaire à l'établissement d'une bonne politique économique.

D'après les résultats du test de causalité de Granger, qui teste l'hypothèse  $H_0$  : il n'y a pas de causalité entre les variables, où l'hypothèse nulle est acceptée si (Prob > 0,05), en prenant le nombre de retard  $P = 2$ , et les résultats du test<sup>1</sup> a montré ce qui suit :

**Tableau n°14 : Résultats du test de causalité de Granger parmi toutes les variables étudiées**

Hypothèses	Prob	F-Stat	Remarques
LPP ne provoque pas de LPRP	<b>0.0062</b>	<b>10.1013</b>	<b>Il existe une relation causale à sens unique entre les prix du pétrole et les quantités de la production du pétrole</b>
LPRP ne provoque pas LPP	0.2392	1.50244	
LDINV ne provoque pas LPRP	<b>0.0085</b>	<b>9.16333</b>	<b>Il existe une relation causale à sens unique entre les dépenses d'investissement et l'orientation de la production pétrolière</b>
LPRP ne provoque pas LDINV	0.2338	1.53899	
LCHA ne provoque pas LPRP	0.0078	9.41247	<b>Il existe une relation causale à sens unique du chiffre d'affaires de Sonatrach vers les quantités de production de pétrole</b>
LPRP ne provoque pas LCHA	0.3717	0.84800	

<sup>1</sup> Voir l'annexe n°4.

LDINV ne provoque pas LPP	0.2168	1.66274	Il n'y a pas de relation causale entre les prix du pétrole et les dépenses d'investissement dans les deux sens
LPP ne provoque pas LDINV	0.3832	0.80704	
LCHA ne provoque pas LPP	0.2991	1.15690	Il n'y a pas de relation causale entre le chiffre d'affaires de Sonatrach et les prix du pétrole dans les deux sens
LPP ne provoque pas LCHA	0.5336	0.40602	
LCHA ne provoque pas LDINV	0.1936	1.85265	Il n'y a pas de relation causale entre le chiffre d'affaires de Sonatrach et les dépenses d'investissement dans les deux sens
LDINV ne provoque pas LCHA	0.3984	0.75548	

Source : Etablie par nos soins à travers le programme Eviews 10 et l'annexe n°4.

Nous déduisons de notre étude des relations causales entre les variables étudiées. En effet, il existe une relation causale dans un sens qui va des prix du pétrole vers les quantités de production pétrolière à un seuil significatif de 5%, et l'existence d'une autre relation causale dans un sens qui va des dépenses d'investissement vers les quantités de pétrole produites au seuil de 5%, et l'existence d'une relation de causalité dans un sens, qui s'applique à partir du chiffre d'affaires de Sonatrach, dans le sens des quantités de pétrole produites au seuil de 5 %.

### 3.1.2. Estimation et sélection du nombre de retards du modèle VAR

Le modèle de vecteur autorégressif VAR est un système dans lequel chaque variable endogène est expliquée par une constante plus le retard P qui lui est propre à elle et le retard P des autres variables du système, ce qui signifie que chaque régression dans le système a les mêmes variables explicatives.

En appliquant ce concept aux variables de l'étude, le système obtenu prend la forme suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} dlpp_t = \alpha_0^1 + \sum_{i=1}^p \beta_{1i}^1 dlpp_{t-i} + \sum_{j=1}^p \beta_{2j}^1 ddlprp_{t-j} + \sum_{k=1}^p \beta_{3k}^1 ddldinv_{t-k} + \sum_{l=1}^p \beta_{4l}^1 dlcha_{t-l} + \varepsilon_{1t} \\ ddlprp_t = \alpha_0^2 + \sum_{i=1}^p \beta_{1i}^2 dlpp_{t-i} + \sum_{j=1}^p \beta_{2j}^2 ddlprp_{t-j} + \sum_{k=1}^p \beta_{3k}^2 ddldinv_{t-k} + \sum_{l=1}^p \beta_{4l}^2 dlcha_{t-l} + \varepsilon_{2t} \\ ddldinv_t = \alpha_0^3 + \sum_{i=1}^p \beta_{1i}^3 dlpp_{t-i} + \sum_{j=1}^p \beta_{2j}^3 ddlprp_{t-j} + \sum_{k=1}^p \beta_{3k}^3 ddldinv_{t-k} + \sum_{l=1}^p \beta_{4l}^3 dlcha_{t-l} + \varepsilon_{3t} \\ dlcha_t = \alpha_0^4 + \sum_{i=1}^p \beta_{1i}^4 dlpp_{t-i} + \sum_{j=1}^p \beta_{2j}^4 ddlprp_{t-j} + \sum_{k=1}^p \beta_{3k}^4 ddldinv_{t-k} + \sum_{l=1}^p \beta_{4l}^4 dlcha_{t-l} + \varepsilon_{4t} \end{array} \right.$$

### 3.1.2.1. Détermination des degrés de retard dans le modèle VAR

Avant d'estimer l'équation du modèle de vecteurs autorégressifs VAR, le nombre de degrés de retard doit être déterminé pour ce modèle, et le degré de retard approprié est déterminé sur la base des critères d'Akaike, Schwarz et Hannan-Quinn, où nous estimons un certain nombre de modèles VAR pour un nombre de retards compris entre 0 et h (h est le plus grand retard acceptable compte tenu du type et de la taille des données présentes).

Puis, nous choisissons le degré de retard P correspondant à la valeur la plus faible des critères Akaike, Schwarz et Hannan -Quinn, et les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

**Tableau n°15: Valeurs d'Akaike, Schwarz et Hannan-Quinn pour déterminer les degrés de retard dans le modèle VAR**

Degrés de retard	Akaike	Schwarz	Hannan-Quinn
1	<b>-5.349988</b>	<b>-4.594734</b>	<b>-5.358033</b>
2	-5.284007	-3.773500	-5.300097

Source : Etablie par nos soins à travers le programme Eviews 10 et l'annexe n°5.

Ainsi, La valeur la plus basse des critères d'Akaike, Schwarz et Hannan-Quinn est associée à un retard numéro 1, ce qui signifie que le nombre de terme de retard dans le modèle VAR est de 1.

### 3.1.2.2. Estimation du modèle VAR (1)

Après avoir choisi le degré de retard, le modèle VAR (1) est estimé à l'aide de la méthode des moindres carrés ordinaires. Voici une tentative d'analyse des résultats de l'estimation de chaque équation séparément<sup>1</sup> :

➤ Première équation..... :

$dlpp_t = 0.0342 - 0.1742 dlpp_{t-1} - 2.0912 ddlprp_{t-1} - 0.7167 ddldinv_{t-1} + 0.3967 dlcha_{t-1}$					
	Constant	$dlpp_{t-1}$	$ddlprp_{t-1}$	$ddlidnv_{t-1}$	$dlcha_{t-1}$
t-statistic	(0.4599)	(-0.2480)	(-1.5192)	(-1.4057)	(0.5962)
$R^2 = 0.2687$	$F - statistic = 1.0108$			$N = 16$	

Cette équation nous explique les prix du pétrole en terme de sa valeur rétrograde d'il y a un an, en plus des valeurs rétrogrades d'il y a un an pour les autres variables.

Une relation négative entre les prix du pétrole et sa valeur récente pour un an, qui peut s'expliquer par le fait que les prix du pétrole pour la période en cours sont liés aux valeurs de la période qui la précède immédiatement.

Tous les paramètres qui composent le faisceau autorégressif VAR (1) ne sont pas significatifs, car la statistique de Student calculée est inférieure à sa valeur tabulée ( $t_{n-k}^{\alpha} = t_{12}^{0.05} = 2.179$ ), la valeur du coefficient de détermination  $R^2$  est égal à 0,2687, ce qui signifie que seuls 26,87 % des variations des prix du pétrole sont expliquées par sa valeur précédente et les valeurs d'il y a un an pour le reste des variables incluses dans le modèle, et les 73,13 % restantes sont dus à des erreurs ou à d'autres variables qui n'étaient pas incluses dans le modèle.

La signification des paramètres combinés, en comparant la statistique de Fisher avec son reste tabulaire ( $F_{tab}^{\alpha=0.05} = 1.01 < F_{cal} = 3.26$ ), et à partir de celle-ci l'équation expliquant les prix du pétrole est considérée comme statistiquement acceptable à un seuil significatif de 5 %.

➤ Deuxième équation..... :

<sup>1</sup> Voir l'annexe n°06.

$ddlprp_t = -0.0019 + 0.0063 dlpp_{t-1} - 0.1624 ddlprp_{t-1} - 0.0074 ddldinv_{t-1} - 0.0884 dlcha_{t-1}$					
	Constant	$dlpp_{t-1}$	$ddlprp_{t-1}$	$ddldinv_{t-1}$	$dlcha_{t-1}$
t-statistic	(-0.1383)	(0.04688)	(-0.6161)	(-0.0759)	(-0.6938)
$R^2 = 0.2760$		$F - statistic = 1.0488$			$N = 16$

Cette équation nous explique les quantités de production de pétrole en fonction de sa valeur d'il y a un an, en plus des valeurs retardées d'il y a un an pour les variables restantes.

La relation négative entre les quantités de production de pétrole et sa valeur récente pour une année, peut s'expliquer par le fait que les quantités de production de pétrole pour la période en cours sont liées aux valeurs de la période qui la précède immédiatement.

L'insignifiance de certains des paramètres qui composent le faisceau autorégressif VAR (1) est relatif au fait que la statistique de Student calculée est inférieure à sa valeur tabulée ( $t_{n-k}^{\alpha} = t_{12}^{0.05} = 2.179$ ), la valeur du coefficient de détermination  $R^2$  est égal à 0,2760, ce qui signifie que Seuls 27,60 % des changements dans les quantités de production de pétrole sont expliqués par sa valeur précédente et les valeurs retardées d'un an pour le reste des variables incluses dans le modèle, et les 72,40 % restantes est due à des erreurs ou à d'autres variables qui n'ont pas été incluses dans le modèle.

La signification des paramètres combinés, en comparant la statistique de Fisher avec son reste tabulaire ( $F_{tab}^{\alpha=0.05} = 1.04 < F_{cal} = 3.26$ ), et à partir de celle-ci l'équation expliquant les quantités de production est considérée comme statistiquement acceptable à un niveau significatif de 5 %.

➤ Troisième équation..... :

$ddldinv_t = -0.0149 + 0.1440 dlpp_{t-1} - 0.6080 ddlprp_{t-1} + 0.3808 ddldinv_{t-1} + 0.0719 dlcha_{t-1}$					
	Constant	$dlpp_{t-1}$	$ddlprp_{t-1}$	$ddldinv_{t-1}$	$dlcha_{t-1}$
t-statistic	(-0.3632)	(0.3712)	(-0.7996)	(1.3518)	(0.1956)
$R^2 = 0.2562$	$F - statistic = 0.9475$			$N = 16$	

Cette équation explique les dépenses d'investissement en termes de valeur de décalage d'une année, en plus des valeurs d'il y a un an pour les variables restantes.

Une relation positive entre les dépenses d'investissement et leur valeur récente pour une année, ce qui peut s'expliquer par le fait que les dépenses d'investissement pour la période courante sont liées à leur valeur pour la période qui la précède immédiatement.

L'insignifiance de certains paramètres qui composent le faisceau autorégressif VAR (1) car la statistique de Student calculée est inférieure à sa valeur tabulée ( $t_{n-k}^{\alpha} = t_{12}^{0.05} = 2.179$ ) le coefficient de détermination de  $R^2$  est égale à 0,2562, ce qui signifie que 25,62 % des changements dans les dépenses d'investissement sont expliqués par sa valeur précédente et la valeur différée d'un an du reste des variables incluses dans le modèle, et les 74,38 % restantes sont dus à des erreurs ou à d'autres variables non incluses dans le modèle.

La signification des paramètres combinés, en comparant la statistique de Fisher avec son reste tabulé ( $F_{tab}^{\alpha=0.05} = 0.94 < F_{cal} = 3.26$ ), et à partir de celle-ci l'équation expliquant les dépenses d'investissement est considérée comme statistiquement acceptable à un seuil significatif de 5 %.

➤ Quatrième équation..... :

$dlcha_t = 0.0512 - 0.3725 dlpp_{t-1} - 1.5534 ddlprp_{t-1} -$
--

0.6684 $dldinv_{t-1}$ + 0.3833 $dlcha_{t-1}$					
	Constant	$dlpp_{t-1}$	$ddlprp_{t-1}$	$dldinv_{t-1}$	$dlcha_{t-1}$
t-statistic	(0.6146)	(-0.4742)	(-1.0091)	(-1.1722)	(0.5151)
	$R^2 = 0.1480$	$F - statistic = 0.4778$		$N = 16$	

Cette équation nous explique le chiffre d'affaires de Sonatrach en fonction de sa valeur d'il y a un an, en plus des valeurs d'il y a un an pour les variables restantes.

La relation positive liant le chiffre d'affaires de Sonatrach à sa valeur récente sur un an, qui s'explique par le fait que le chiffre d'affaires de Sonatrach pour la période en cours est rapporté à ses valeurs pour la période qui la précède immédiatement.

Les paramètres qui composent le faisceau autorégressif VARx (1,0) ne sont pas significatifs car la statistique de Student calculée est inférieure à sa valeur tabulée ( $t_{n-k}^{\alpha} = t_{12}^{0,05} = 2.179$ ), le coefficient de détermination  $R^2$  est égal à 0,1480, ce qui signifie que Seuls 14,80% des variations du chiffre d'affaires de Sonatrach s'expliquent par sa valeur précédente et les valeurs retardées d'un an pour le reste des variables incluses dans le modèle, et les 85,20% restantes sont due à des erreurs ou à d'autres variables qui n'ont pas été incluses dans le modèle.

La signification des paramètres combinés, en comparant la statistique de Fisher avec son reste tabulaire ( $F_{tab}^{\alpha=0.05} = 0.47 < F_{cal} = 2.179$ ). Ainsi, l'équation expliquant le chiffre d'affaires de Sonatrach est considérée comme statistiquement acceptable à un seuil significatif de 5%.

### 3.1.3. L'étude de la validité du modèle du vecteur autorégressif (VAR)

Après avoir présenté le modèle du vecteur autorégressif, il est nécessaire de tester sa validité. Cette validation passera nécessairement par un ensemble de tests statistiques visant à déterminer la fiabilité de ce modèle.

#### 3.1.3.1. Test de stabilité du modèle

Pour s'assurer de la stabilité du modèle, nous appliquons le test des racines polynomiales. Selon ce test, les résultats de la poutre autorégressive sont considérés comme

stables si toutes les racines sont inférieures à 1. Le tableau suivant présente les résultats de ce test :

**Tableau n°16 : les résultats du test de stabilité du VARx (1,0)**

ROOT	Modulus
0.354522 – 0.462829i	0.583007
0.354522 +0.462829i	0.583007
-0.428705	0.428705
0.194309	0.194309

Source : Etablie par nos soins à travers le programme Eviews 10 et l'annexe n°07.

A travers les résultats du tableau ci-dessus, nous remarquons que toutes les racines sont inférieures à 1, c'est-à-dire qu'elles sont situées dans les limites du monocercle<sup>1</sup>. Par conséquent, le modèle de vecteur autorégressif VAR (1) est considéré comme stable.

### 3.1.3.2. Tester l'autocorrélation pour les résidus du modèle

A cet égard, les tests Box - Pierce / Ljung - Box et LM-Test sont utilisés pour tester l'hypothèse d'absence d'autocorrélation pour les erreurs de modèle, et les deux tableaux ci-dessous présentent les résultats de ces tests pour différents degrés de corrélation entre modèle erreurs allant du degré 1 au degré 10.

**Tableau n°17 : Résultats du LM-Test**

Lags	LM-Stat	Prob
1	15.2757	0.5045
2	9.3157	0.8998
3	23.6290	0.0979
4	5.3572	0.9937
5	17.6424	0.3452
6	23.0582	0.1122
7	6.9174	0.9748
8	21.3442	0.1657
9	16.7822	0.3998
10	25.4197	0.0628

Source : Etablie par nos soins à travers le programme Eviews 10 et l'annexe n°07

**Tableau n°18 : Résultats du test Box-Pierce/ Ljung-Box**

Lags	Q-Stat	Prob	Adj Q-Stat	Prob	df
1	8.196413	---	8.742840	---	---

<sup>1</sup> Voir l'annexe n°09.

<b>2</b>	19.21815	<b>0.2575</b>	21.33911	<b>0.1658</b>	16
<b>3</b>	39.40428	<b>0.1725</b>	46.18358	<b>0.0501</b>	32
<b>4</b>	44.53447	<b>0.6156</b>	53.02383	<b>0.2866</b>	48
<b>5</b>	58.58888	<b>0.6675</b>	73.46661	<b>0.1957</b>	64
<b>6</b>	72.92281	<b>0.6998</b>	96.40090	<b>0.1022</b>	80
<b>7</b>	75.83717	<b>0.9361</b>	101.5820	<b>0.3288</b>	96
<b>8</b>	87.75387	<b>0.9563</b>	125.4154	<b>0.1822</b>	112
<b>9</b>	93.29398	<b>0.9909</b>	138.0785	<b>0.2561</b>	128
<b>10</b>	98.04611	<b>0.9988</b>	150.7508	<b>0.3333</b>	144

Source : Etablie par nos soins à travers le programme Eviews 10 et l'annexe n°07

A travers les deux tableaux, nous remarquons que pour différents degrés de corrélation entre les erreurs de modèle, la valeur Prob des deux tests est supérieure à la valeur de 0,05, ce qui oblige à accepter l'hypothèse  $H_0$  (absence d'autocorrélation des erreurs de modèle). Les équations du modèle sont exemptes du problème d'autocorrélation entre les erreurs.

### 3.1.3.3. Tester la distribution normale des résidus du modèle

Pour détecter la normalité de la série temporelle, nous utilisons le test de Jarque-Bera (hypothèse nulle : la série résiduelle a une distribution normale), et le tableau suivant présente les résultats de ce test.

**Tableau n°19 : Résultats du test Jarque-Bera**

<b>Component</b>	<b>Jarque-Bera</b>	<b>df</b>	<b>Prob</b>
<b>1</b>	1.474257	2	0.4785
<b>2</b>	0.479407	2	0.7869
<b>3</b>	0.764504	2	0.6823
<b>4</b>	1.415554	2	0.4927
<b>Joint</b>	4.133722	8	0.8449

Source : Etablie par nos soins à travers le programme Eviews 10 et l'annexe n°07

A travers les résultats présentés dans le tableau ci-dessus, nous remarquons que les valeurs calculées de la statistique de Jarque-Bera pour les résidus du modèle (1), (2), (3) et (4) sont inférieures à la valeur tabulée, et si nous acceptons l'hypothèse nulle, c'est-à-dire que les résidus de ces modèles suivent une distribution normale, ceci est confirmé par les valeurs de Prob, qui sont toutes supérieures au seuil de signification de 5 %. Comme la valeur de la statistique de Jarque-Bera est inférieure à la valeur critique  $\chi^2_{0.05}(2) = 21.026$ , le reste du modèle de vecteur autorégressif VAR (1) suit une distribution normale.

## 3.2. L'étude dynamique du modèle de vecteur autorégressif (VAR)

Après s'être assuré de la validité du modèle et de son aptitude à exprimer les changements qui peuvent survenir dans les variables étudiées, ainsi que de l'absence de problèmes statistiques, il peut être utilisé pour étudier et analyser les différentes relations possibles entre ces variables, à travers les outils d'analyse des modèles de vecteurs autorégressifs (fonction de réponse impulsionnelle, Décomposition de la variance d'erreur), auxquels nous avons recours, notamment compte tenu de la difficulté d'interprétation individuelle des paramètres estimés du modèle.

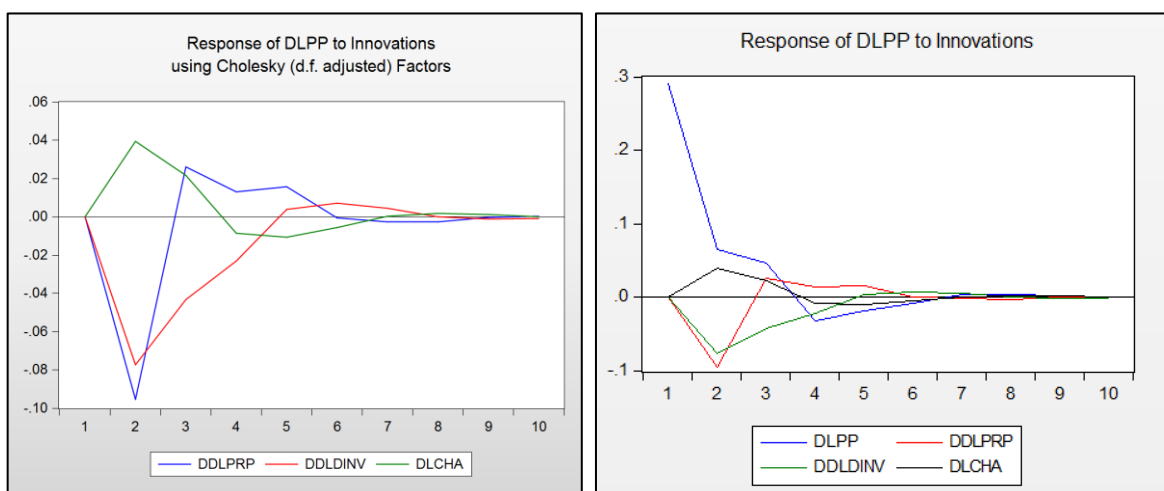
### 3.2.1. Analyse des différentes simulations de chocs (fonctions de réponse impulsionnelle)

Les modèles autorégressifs (VAR) permettent l'analyse des chocs aléatoires, en mesurant l'effet d'un changement soudain (choc) d'une variable sur le reste des autres variables, puis en clarifiant dans quelle mesure les variables incluses dans le modèle s'expliquent mutuellement. A travers notre étude des fonctions de réponse impulsionnelle, nous appliquerons un choc sur l'une des variables dans la première période, puis nous étudierons son impact sur les autres variables sur une période de 10 ans.

En général, nous pouvons considérer la survenue d'un choc dans l'une des variables étudiées comme un choc temporaire, car toutes les variables étudiées reviennent au point d'équilibre à long terme selon les fonctions de réponse, ce qui prouve la stabilité du modèle VAR (1,0).

#### 3.2.1.1. Les effets du choc en (DLPP) sur le reste des variables

Figure n°33 : Réponse des variables (DDLPRP, DDLINV et DLCHA) au choc dans (DLPP)



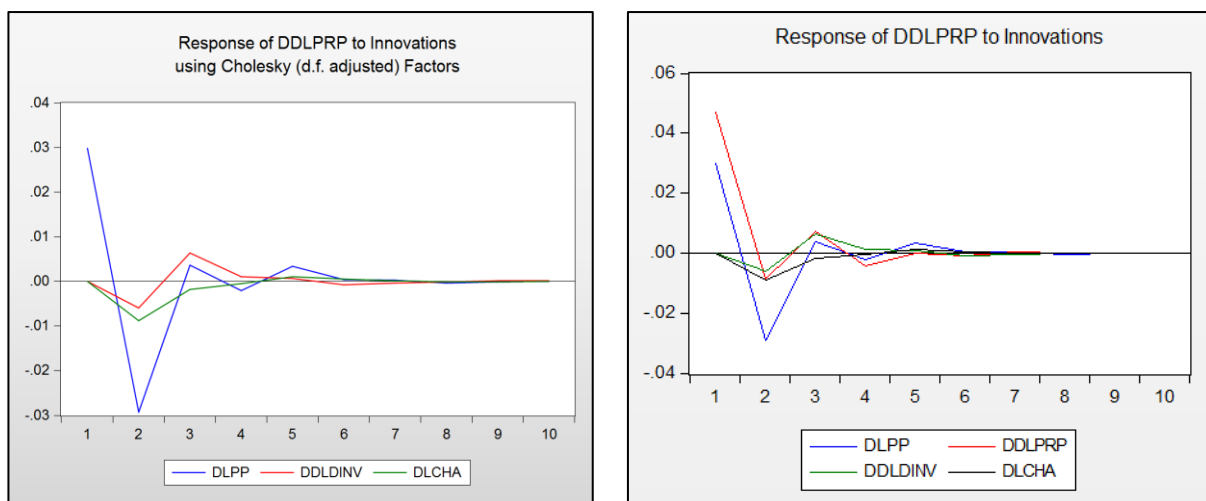
SOURCE : Etablie par nos soins à travers le programme Eviews 10.

Selon les estimations des fonctions de réponse impulsionnelle présentées dans la figure ci-dessus, les observations suivantes peuvent être faites :

- La survenance d'un choc positif d'une unité des prix du pétrole conduit à une réponse négative des quantités de pétrole produites d'une valeur de (-0,0952) au cours de la deuxième année, pour revenir à la hausse la troisième année pour atteindre sa réponse de (0,0259) unités, et sa valeur continue d'augmenter jusqu'à ce qu'il n'y ait pas de réponse à partir de la cinquième année.
- Un choc positif d'une unité sur les prix du pétrole entraîne une réponse négative assez importante aux dépenses d'investissement d'une valeur de (-0,0773) au cours de la deuxième année, pour augmenter à nouveau la troisième année pour atteindre sa réponse de (-0,0431) unités, et sa valeur continue d'augmenter jusqu'à ce qu'il cesse de répondre à partir de la cinquième année.
- Un choc positif d'une unité dans les prix du pétrole entraîne une réponse positive du chiffre d'affaires de Sonatrach d'une valeur de (0,0395) au cours de la deuxième année, pour baisser à nouveau la troisième année pour atteindre sa réponse de (0,0215) unités, et sa valeur continue d'augmenter jusqu'à ce qu'il cesse de répondre à partir de la sixième année.

### 3.2.1.2. Les effets du choc en (DDLPRP) sur le reste des variables

**Figure n°34 : Réponse des variables (DLPP, DDLINV et DLCHA) au choc dans (DDLPRP).**



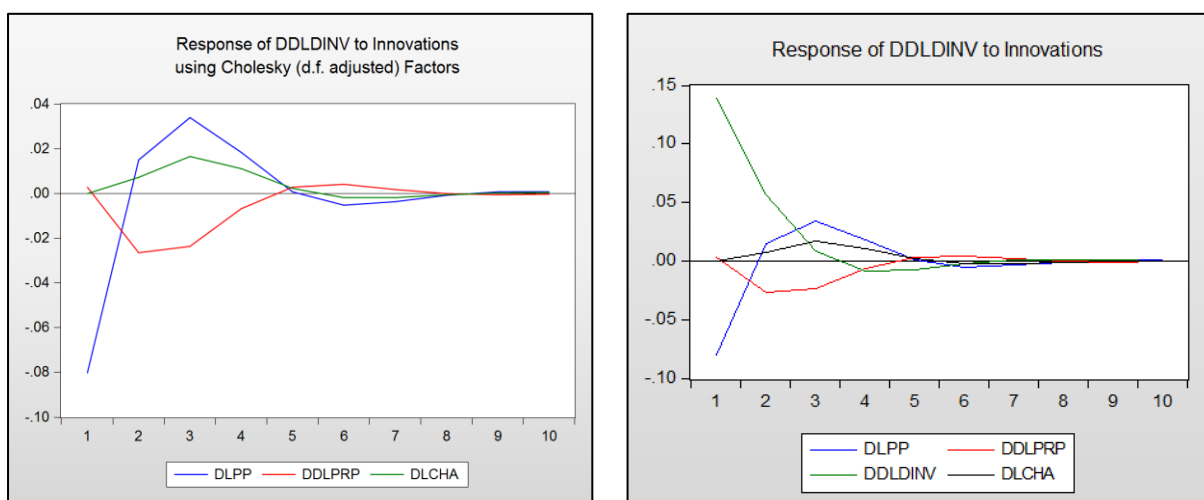
Source : Etablie par notre soin à travers le programme Eviews10.

Selon les estimations des fonctions de réponse impulsionnelle présentées dans la figure ci-dessus, les observations suivantes peuvent être faites :

- La survenance d'un choc positif d'une unité dans les quantités de production de pétrole entraînant la réponse fluctuante aux prix du pétrole, puisqu'il a enregistré une réponse négative au cours de la deuxième année du choc de (-0,0298) unités, pour remonter troisième année pour atteindre sa réponse de (0,0313) unités, puis décliner à nouveau et enregistrer une réponse faible et négatif pendant la quatrième année de (-0,0020) unités, et sa valeur continue d'augmenter jusqu'à ce qu'il ne réponde plus à partir de la cinquième année.
- Un choc positif d'une unité dans les quantités de production pétrolière entraîne une faible réponse négative aux dépenses d'investissement d'une valeur de (-0,0059) au cours de la deuxième année, pour repartir à la hausse la troisième année pour enregistrer une réponse positive de ( 0,0063) unités au cours de la troisième année, et sa valeur continue de décliner jusqu'à l'absence de réponse à partir de la cinquième année.
- Un choc positif d'une unité dans les quantités de production pétrolière entraîne une faible réponse négative au chiffre d'affaires de Sonatrach d'une valeur de (-0,0088) au cours de la deuxième année, pour remonter à nouveau la troisième année pour atteindre sa réponse de ( -0,0017) unités, puis il commence à s'estomper après cinq ans de Provoquer un choc sur les quantités de production pétrolière.

### 3.2.1.3. Effets du choc dans (DDLGINV) sur le reste des variables

Figure n°35: Réponse des variantes (DLPP, DDLPRP et DLCHA) au choc dans (DDLGINV)



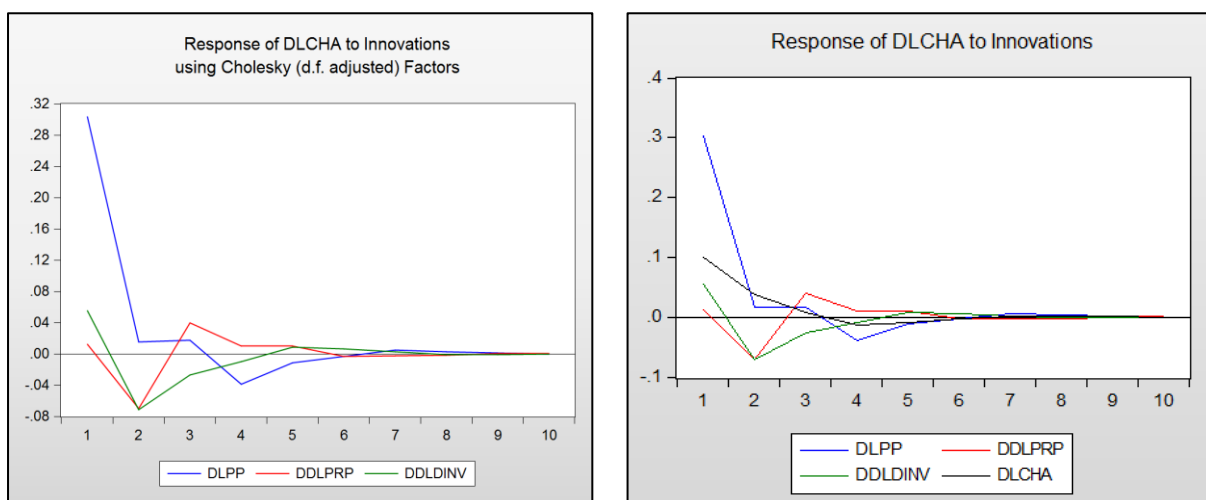
Source : Etablie par notre soin à travers le programme Eviews10.

Selon les estimations des fonctions de réponse impulsionnelle présentées dans la figure ci-dessus, les observations suivantes peuvent être faites :

- La survenance d'un choc positif avec une unité de dépenses d'investissement entraînant la réponse négative immédiate aux prix du pétrole avec une valeur de (-0,0265) au cours de la première année, puis il a augmenté à nouveau la deuxième année pour atteindre sa réponse de (0,0148) unités, et sa valeur continue d'augmenter jusqu'à ce qu'il cesse de répondre à partir de la cinquième année.
- La survenance d'un choc positif avec une unité de dépenses d'investissement conduisant à la faible réponse positive immédiate aux quantités de production pétrolière d'une valeur de (0,0028) au cours de la première année, pour diminuer et enregistrer une réponse négative la deuxième année à atteindre sa réponse de (-0,0265) unités, et sa valeur continue d'augmenter jusqu'à l'absence de réponse à partir de la sixième année.
- La survenance d'un choc positif avec une unité de dépenses d'investissement conduisant à une réponse positive quasi inexistante à la balance des paiements d'une valeur de (0,0071) au cours de la deuxième année, pour diminuer la troisième année pour atteindre sa réponse de (0,0165) unités, et sa valeur continue de diminuer jusqu'à ce qu'il n'y ait plus de réponse à partir de la cinquième année.

### 3.2.1.4. Effets du choc en (DLCHA) sur le reste des variables :

**Figure n°36: Réponse des variantes (DLPP, DDLPRP et DDLINV) au choc dans (DLCHA)**



Source : Etablie par nos soins à l'aide du programme Eviews10.

Selon les estimations des fonctions de réponse impulsionnelle présentées dans la figure ci-dessus, les observations suivantes peuvent être faites :

- La survenance d'un choc positif d'une unité dans le chiffre d'affaire entraîne une réponse positive immédiate aux prix du pétrole d'une valeur de (0,3033) au cours de la première année, pour diminuer la deuxième année pour atteindre sa réponse de (0,0155) unités, et sa valeur continue de diminuer jusqu'à ce qu'il ne réponde plus à partir de la sixième année.
- La survenance d'un choc positif d'une unité dans le chiffre d'affaires de Sonatrach, qui conduit à une faible réponse positive aux quantités de production pétrolière d'une valeur de (0,0119) au cours de la première année, pour diminuer et enregistrer une réponse négative dans la deuxième année, pour atteindre sa réponse par (-0,0714) unités, et sa valeur continue d'augmenter jusqu'à ce qu'il n'y ait pas de réponse à partir de la sixième année.
- La survenance d'un choc positif avec une unité dans le chiffre d'affaires de Sonatrach, entraîne une réponse négative immédiate aux dépenses d'investissement d'une valeur de (-0,0714) au cours de la deuxième année du choc, pour remonter progressivement pour atteindre son réponse la quatrième année d'un montant de (-0,0102) unités, et sa valeur continue d'augmenter jusqu'à ce qu'elle ne réponde plus à partir de la sixième année.

### **3.2.2. Analyse des composantes de la variance**

Le but de l'analyse de la variance est de connaître la valeur de l'erreur de la variance pour chaque variable due à l'erreur de prédiction de la même variable, et le montant dû à l'erreur de prédiction des autres variables.

Les tableaux ci-dessous présentent les résultats de l'analyse de la variance de l'erreur de prédiction des variables du modèle :

### 3.2.2.1. Décomposition de la variance de l'erreur de Prédiction du Prix du Pétrole (DLPP)

**Tableau n°20: Résultats de décomposition de la variance de l'erreur de prévision des prix du pétrole**

Variance Decomposition of DLPP using Cholesky (d.f. adjusted) Factors					
Period	S.E.	DLPP	DDLPRP	DDLINV	DLCHA
1	0.289934	100.0000	0.000000	0.000000	0.000000
2	0.323870	84.15426	8.651177	5.705856	1.488707
3	0.331585	82.15525	8.866501	7.135634	1.842619
4	0.334388	81.76109	8.872424	7.490839	1.875649
5	0.335455	81.54359	9.035151	7.457254	1.964004
6	0.335699	81.49803	9.022207	7.491800	1.987967
7	0.335755	81.48044	9.024959	7.507234	1.987371
8	0.335791	81.47509	9.029612	7.505659	1.989640
9	0.335801	81.47368	9.029257	7.506395	1.990672
10	0.335802	81.47300	9.029299	7.507030	1.990673

Cholesky Ordering: DLPP DDLPRP DDLINV DLCHA

Source : Etablie par notre soin à travers le programme Eviews10.

A travers le tableau ci-dessus, il semble clair que toutes les fluctuations circonstanciées qui se produisent dans les prix du pétrole à court terme sont causées par les auto-chocs de la variable elle-même, car ces chocs permettent d'expliquer (100%) des variations des prix du pétrole pendant la période de survenance du choc, de sorte que ces chocs diminuent le pourcentage au fil du temps, pour atteindre sa valeur la plus faible (81,47%) dans la dixième année suivant la survenance du choc.

En revanche, nous constatons que parallèlement à la diminution de la contribution des chocs de prix du pétrole à l'explication de ses propres évolutions, la contribution des chocs de chiffre d'affaires de Sonatrach à l'explication de ces évolutions augmente, mais cette augmentation reste faible et marginale à court terme, moyen et même long terme. La contribution des chocs aux quantités de production pétrolière et aux dépenses d'investissement dans l'explication de ces changements augmente également, atteignant sa valeur la plus élevée (respectivement 9,02 % et 7,50 %) la dixième année suivant la survenance du choc.

### 3.2.2.2. Décomposition de la variance d'erreur de prévision pour les quantités de production de pétrole (DDLPRP)

**Tableau n°21: Résultats de décomposition de la variance de l'erreur de prévision pour les quantités de production de pétrole.**

Variance Decomposition of DDLPRP using Cholesky (d.f. adjusted) Factors					
Period	S.E.	DLPP	DDLPRP	DDLDINV	DLCHA
1	0.289934	28.91353	71.08647	0.000000	0.000000
2	0.323870	42.32883	54.94100	0.850599	1.879577
3	0.331585	41.55891	54.75197	1.785726	1.903397
4	0.334388	41.42114	54.88029	1.800743	1.897830
5	0.335455	41.56505	54.70996	1.805240	1.919746
6	0.335699	41.55157	54.70427	1.819566	1.924597
7	0.335755	41.54914	54.70365	1.822397	1.924812
8	0.335791	41.55117	54.70091	1.822743	1.925179
9	0.335801	41.55115	54.70051	1.822924	1.925412
10	0.335802	41.55110	54.70041	1.823057	1.925437

Cholesky Ordering: DLPP DDLPRP DDLDINV DLCHA

Source : Etablie par nos soins par le programme Eviews10.

A travers le tableau ci-dessus, il apparaît clairement que la plupart des fluctuations circonstanciellelles qui se produisent dans les quantités de pétrole produites à court terme sont causées par les auto-chocs de la variable elle-même, puisque ces chocs permettent d'expliquer (71,08%) de l'évolution des quantités de pétrole produites pendant la période de survenance du choc. Ce pourcentage a diminué au fil du temps pour atteindre sa valeur la plus faible (54,70%) dans la dixième année suivant la survenance du choc.

D'autre part, nous constatons que parallèlement à la diminution du pourcentage de la contribution des chocs de production pétrolière à l'explication de leurs propres changements, la contribution des chocs sur les prix du pétrole augmente significativement dans l'explication de ces changements, car nous notons que leur taux de contribution passe de (28,91%) enregistré dans la première période témoin de la survenance du Choc à (41,55%) comme maximum enregistré dans la dixième année suivant le choc.

La contribution des chocs de dépenses d'investissement et du chiffre d'affaires de Sonatrach augmente faiblement pour expliquer ces évolutions, atteignant sa valeur la plus élevée (respectivement 1,82% et 1,92%) dans la dixième année suivant la survenance du choc.

### 3.2.2.3. Décomposition de la variance des erreurs de prévision des dépenses d'investissement (DDLGINV)

**Tableau n°22: Résultats de la décomposition de la variance des erreurs de prévision des dépenses d'investissement.**

Variance Decomposition of DDLGINV using Cholesky (d.f. adjusted) Factors					
Period	S.E.	DLPP	DDLPRP	DDLGINV	DLCHA
1	0.289934	25.10719	0.032006	74.86080	0.000000
2	0.323870	22.31708	2.385066	75.12598	0.171875
3	0.331585	24.48054	3.974717	70.52831	1.016432
4	0.334388	25.08855	4.043813	69.49065	1.376986
5	0.335455	25.03089	4.056564	69.52160	1.390939
6	0.335699	25.07560	4.100637	69.42399	1.399779
7	0.335755	25.10194	4.106897	69.38010	1.411067
8	0.335791	25.10114	4.106573	69.37991	1.412372
9	0.335801	25.10169	4.107778	69.37810	1.412429
10	0.335802	25.10265	4.108128	69.37645	1.412769

Cholesky Ordering: DLPP DDLPRP DDLGINV DLCHA

Source : Etablie par nos soins à travers du programme Eviews10.

A travers le tableau ci-dessus, il apparaît clairement que la plupart des fluctuations circonstanciées qui se produisent dans les dépenses d'investissement à court terme sont causées par des auto-chocs de la même variable, car ces chocs permettent d'expliquer (74,86%) les variations des dépenses d'investissement pendant la période de survenance du choc, de sorte à ce que le pourcentage de cette baisse va diminué au fil du temps, pour atteindre sa valeur la plus basse (69,37 %) dans la dixième année suivant la survenance du choc.

En revanche, nous constatons que, parallèlement à la diminution de la contribution des chocs de dépenses d'investissement à l'explication de leurs propres évolutions, la contribution du chiffre d'affaires de Sonatrach et des prix du pétrole à l'explication de ces évolutions reste relativement constante, car on note que leur taux de contribution est relativement élevé (respectivement 0,17% et 25,31%) enregistré durant la deuxième période qui voit la survenance du choc à (respectivement 1,41% et 25,10%) comme maximum enregistré durant la dixième année suivant le choc. Alors que le pourcentage de chocs de production de pétrole augmente pour expliquer ces changements, puisque l'on remarque que le pourcentage de sa contribution passe de (0,03%) enregistré dans la première période qui voit la survenance du choc à (4,10%) comme un maximum enregistré dans la dixième année suivant le choc.

### 3.2.2.4. Décomposition de la variance de l'erreur de prévision du chiffre d'affaires de Sonatrach (DLCHA) :

**Tableau n° 23: Résultats de la décomposition de la variance des erreurs de prévision du chiffre d'affaires de Sonatrach.**

Variance Decomposition of DLCHA using Cholesky (d.f. adjusted) Factors					
Period	S.E.	DLPP	DDLPRP	DDLDINV	DLCHA
1	0.289934	87.50952	0.135050	2.917438	9.437995
2	0.323870	78.94462	4.326792	6.988712	9.739874
3	0.331585	77.40622	5.556629	7.452953	9.584203
4	0.334388	77.44400	5.556169	7.424647	9.575179
5	0.335455	77.30621	5.625378	7.464640	9.603770
6	0.335699	77.27136	5.632876	7.492049	9.603717
7	0.335755	77.26629	5.636750	7.494463	9.602497
8	0.335791	77.26339	5.638911	7.494217	9.603487
9	0.335801	77.26237	5.638817	7.495176	9.603634
10	0.335802	77.26208	5.638968	7.495379	9.603574

Cholesky Ordering: DLPP DDLPRP DDLDINV DLCHA

Source : Etablie par nos soins à travers le programme Eviews10.

A travers le tableau ci-dessus, il apparaît clairement qu'un faible pourcentage des fluctuations circonstancielles qui se produisent dans le chiffre d'affaires de Sonatrach à court terme sont causés par les auto-chocs de la variable elle-même, car ces chocs permettent une explication de (9,43%) de l'évolution du chiffre d'affaires de Sonatrach pendant la période de survenance du choc, de sorte que ce pourcentage reste relativement stable dans le temps, pour atteindre sa valeur la plus basse (9,60%) dans la dixième année suivant la survenance du choc.

D'autre part, nous constatons que parallèlement au pourcentage de la contribution des chocs de chiffre d'affaires de Sonatrach pour expliquer ses propres changements, le pourcentage de la contribution des chocs de prix du pétrole acquiert le pourcentage le plus important pour expliquer ces changements, car nous remarquons que sa contribution passe de (87,50%) enregistrés dans la première période qui observe la survenue du choc à (77,26%) au cours de la dixième année suivant le choc. Alors que la contribution des chocs aux quantités de production de pétrole et aux dépenses d'investissement augmente pour expliquer ces changements, puisque l'on remarque que leur pourcentage de contribution augmente légèrement de (0,13% et 2,91%, respectivement) enregistré à la première période du choc à (5,63 % et 7,49 %, respectivement) comme un maximum enregistré dans la dixième année suivant le choc.

Ces résultats ont été étayés et confirmés par les résultats de l'analyse des fonctions de réponse impulsionnelle.

### **Conclusion et interprétation des résultats**

Dans ce chapitre, nous avons étudié l'impact des variations du prix du pétrole sur l'activité pétrolière de Sonatrach au cours de la période de forte financiarisation du marché pétrolier, qui s'étend de 2000 à 2018. Pour représenter l'activité pétrolière algérienne, nous avons retenu trois variables : la production de pétrole de l'Algérie, les dépenses d'investissement de Sonatrach et son chiffre d'affaires.

Nous avons utilisé la modélisation VAR, que nous avons construite en suivant plusieurs étapes successives pour sa mise en place. Cela a commencé par la collecte et la visualisation des données, suivies de la vérification de la stationnarité des séries temporelles étudiées, puis la sélection de l'ordre de retard du modèle VAR, l'estimation du modèle, et enfin le diagnostic et la validation du modèle. Une fois le modèle établi, nous avons pu l'utiliser pour appliquer différents tests, notamment le test de causalité de Granger, l'analyse par les fonctions de réponses impulsionnelles, et le test de décomposition de la variance d'erreur. Ces tests nous ont permis de comprendre la manière et le degré d'impact des variations du prix du pétrole en période de financiarisation du marché pétrolier sur l'activité de Sonatrach.

Selon le test de causalité de Granger, trois relations causales ont été déduites. Tout d'abord, il existe une relation causale entre la variable du prix du pétrole et la production. Cela signifie que les variations du prix du pétrole ont une influence sur la production de pétrole. En d'autres termes, une augmentation (ou une diminution) du prix du pétrole entraîne une augmentation (ou une diminution) de la production de pétrole. Ensuite, une deuxième relation causale a été identifiée entre la variable des dépenses d'investissement et la production. Cela suggère que les niveaux de dépenses d'investissement de Sonatrach ont un impact sur sa capacité de production. Par exemple, des investissements accrus dans l'exploration ou la modernisation des infrastructures peuvent conduire à une augmentation de la production. Enfin, une relation causale a été observée entre la variable du chiffre d'affaires de Sonatrach et la production. Cela indique que le chiffre d'affaires de l'entreprise a une incidence sur son niveau de production. Par exemple, un chiffre d'affaires plus élevé peut permettre à Sonatrach d'investir davantage dans ses activités de production, ce qui entraîne une augmentation de la production de pétrole.

Concernant les résultats relatifs au test des fonctions de réponses impulsionnelles, nous constatons que toute augmentation d'une unité de la variable prix du pétrole entraîne une diminution de (-0,0952) pour la variable production au cours de la première année. Cependant, par la suite, nous observons des augmentations de 0,0259 à la deuxième année, et cette valeur continue d'augmenter jusqu'à ce qu'il n'y ait pas de réponse à partir de la cinquième année. Ces résultats suggèrent un impact positif entre les deux variables, mais plus à long terme. En effet, même si le prix du pétrole augmente, il est difficile d'augmenter immédiatement la production en raison du temps nécessaire pour s'adapter et planifier une production plus importante.

Pour la variable dépenses d'investissement, toute augmentation d'une unité du prix du pétrole entraîne une diminution pour la première année de (-0,0773), et cette tendance se maintient jusqu'à la cinquième année. Cela suggère une relation négative entre ces deux variables, expliquée par la difficulté pour Sonatrach de prendre des décisions d'investissement basées uniquement sur le prix de vente du brut, étant donné son instabilité et l'incertitude quant à son évolution future. En ce qui concerne la variable chiffre d'affaires de Sonatrach, toute augmentation d'une unité dans la variable prix du pétrole induit une augmentation simultanée du chiffre d'affaires de 0,0395 unité, et cette tendance continue d'augmenter jusqu'à ce qu'elle cesse de répondre à partir de la sixième année. Cette relation positive entre les deux variables est logique, car une hausse du prix du pétrole suggère une meilleure rentabilité pour Sonatrach.

Le dernier test appliqué au modèle, la décomposition de la variance d'erreur, mesure au fil du temps et en pourcentage l'effet de la variable indépendante, le prix du pétrole, sur nos variables dépendantes (production, dépenses d'investissement et chiffre d'affaires). Ce test révèle une influence sur toutes les variables étudiées. Ainsi, toute fluctuation dans la variable prix du pétrole entraîne des changements dans la variable production, avec un taux de contribution de 28,91 % dans la première période, qui atteint son impact maximum de 42,32 % à la deuxième période. Pour la variable dépenses d'investissement, un impact est également enregistré, avec un taux de contribution de 25,10 %, qui reste constant tout au long des périodes. Enfin, tout changement dans la variable prix du pétrole impacte la variable chiffre d'affaires de Sonatrach, avec un taux de contribution qui est au maximum dès la première période, à 87,50 %, et se stabilise autour de 77,26 % pour les périodes suivantes.

---

---

## **CONCLUSION GÉNÉRALE**

---

## **Conclusion générale**

Tout au long de cette recherche, nous avons tenté de répondre à notre problématique, qui consiste à connaître l'impact de la financiarisation du marché pétrolier sur la volatilité du prix du pétrole et ses répercussions sur le secteur pétrolier algérien à travers l'activité de Sonatrach.

Dans un premier temps, nous nous sommes intéressés à l'économie pétrolière de manière générale pour comprendre la forte volatilité qui règne au sein de ce marché et les raisons qui ont contribué à sa financiarisation. Ainsi, nous avons abordé trois éléments qui, selon nous, résument et expliquent l'instabilité et la financiarisation du marché pétrolier. Nous avons d'emblée évoqué les caractéristiques de l'industrie pétrolière : un marché mondial, industrie multi-produit impliquant une multitude de marchés, un marché très capitalistique caractérisé par une forme de plus en plus oligopolistique, et une forte disparité du fait que chaque brut se distingue par sa qualité et sa difficulté d'extraction.

Le deuxième élément énoncé souligne les nombreux facteurs qui interagissent dans la détermination du prix du pétrole. À savoir, l'épuisement des réserves, l'offre pétrolière à travers les capacités de production et le coût de production, le pouvoir de chaque producteur, le rythme d'évolution de la demande du pétrole, le niveau d'absorption des pays exportateurs et les événements géopolitiques... Autant d'éléments dans la détermination d'un prix qui ne pourraient qu'influencer d'une manière ou d'une autre la stabilité du cours du pétrole, et toute anticipation de ce dernier ne serait que plus difficile.

Nous avons également procédé à une analyse de l'évolution du prix du pétrole brut entre 1960 et 1999. Cela a mis en évidence plusieurs événements de l'histoire du pétrole (les décisions des pays de l'OPEP et l'introductions progressive des mécanismes et techniques du marché à terme) qui ont contribué à ce que le monde de la finance parvienne à prendre le contrôle du marché pétrolier, au détriment des pays producteurs et des compagnies pétrolières internationales.

Une fois que la question de l'essence même de la volatilité et de la financiarisation du marché pétrolier a été moins ambiguë, nous nous sommes penchés sur le rôle joué par la finance dans l'amplification des variations du prix du pétrole.

Nous avons par ailleurs discuté à ce sujet sur la base du volet de littérature où différentes recherches et études (Master (2008), Tang & Xiong (2012), Silvennainen & Thorp (2013)...) appuient l'hypothèse de l'implication de la financiarisation dans l'exagération de la volatilité du prix du pétrole. En guise d'approfondissement du raisonnement, une analyse du potentiel rôle joué par les acteurs financiers en 2008, dans la chute brutale du cours du pétrole après avoir connu une forte hausse. Les résultats ne semblent pas écarter la participation de la finance dans la mise en place d'une bulle financière autour du cours du pétrole en cette période.

Par ailleurs, à partir de nos différentes lectures et analyses développées dans le cadre des deux premiers chapitres, nous sommes arrivés aux conclusions suivantes :

La financiarisation du marché pétrolier a eu un impact important sur les prix du pétrole et la façon dont le marché fonctionne. La financiarisation a entraîné une augmentation de la liquidité et de la volatilité des prix du pétrole, ce qui peut être avantageuse pour les investisseurs qui cherchent à spéculer sur les fluctuations des prix, mais peut également être défavorable pour les producteurs et les consommateurs qui dépendent du pétrole pour leur activité économique.

De plus, la financiarisation a contribué à la centralisation du marché pétrolier, où les grandes compagnies pétrolières et les investisseurs institutionnels ont accru leur influence sur les prix et la direction du marché. Cela peut entraîner une concentration de la richesse entre les mains de quelques acteurs importants, ce qui peut avoir des implications pour l'équité et la stabilité économique à long terme. Enfin, la financiarisation peut également entraîner une incertitude accrue pour les producteurs et les consommateurs en raison de la volatilité accrue des prix du pétrole. Cela peut dissuader les investissements étrangers dans les pays producteurs de pétrole et limiter la croissance économique.

À partir de cet état de fait, l'étude de l'impact de la volatilité du prix du pétrole sur l'un des pays producteurs tel que l'Algérie n'est qu'évidente. En effet, l'Algérie est un pays fortement dépendant de l'industrie pétrolière. Le pétrole représente environ 90 % des exportations de l'Algérie et plus de la moitié de son PIB, ce qui en fait un pilier de l'économie algérienne. Cependant, cette forte dépendance au pétrole rend l'Algérie vulnérable aux fluctuations des prix du pétrole sur le marché mondial.

Plus précisément, l'analyse des indicateurs économiques internes et externes nous a révélé que les fluctuations des prix du pétrole peuvent avoir des effets significatifs sur l'économie algérienne, car une baisse des prix peut entraîner une diminution des recettes pétrolières, ce qui peut affecter les réserves de change du pays, les finances publiques et la croissance économique globale. De plus, cette dépendance excessive au pétrole entraîne une sous-diversification de l'économie, rendant le pays vulnérable aux chocs externes, tels que les perturbations amplifiées par la financiarisation du marché mondial du pétrole.

Pour approfondir l'étude, nous avons établi un modèle économétrique VAR à partir du logiciel Eviews 10. Ce modèle vise à étudier l'impact de la volatilité du prix du pétrole sur la période de 2000 à 2018 sur l'activité de Sonatrach, représentée par trois variables : son chiffre d'affaires, sa production et ses dépenses d'investissements. L'estimation du modèle VAR(1) a donné des résultats relativement satisfaisants, notamment en termes de signification du modèle, ce qui est essentiel pour les prévisions. Ainsi, à travers les différents tests appliqués au modèle, tels que le test de causalité de Granger, l'analyse des fonctions de réponses impulsionnelles et la décomposition de la variance d'erreur, nous avons démontré l'existence d'une relation positive entre le prix du pétrole et la production ainsi que le chiffre d'affaires de Sonatrach, et une relation négative entre le prix du pétrole et les dépenses d'investissement de Sonatrach.

Nous pouvons donc répondre clairement à notre problématique en affirmant que la financiarisation, en plus de l'amplification de la volatilité du prix du pétrole, a un impact significatif sur la rentabilité et la situation financière de Sonatrach, expliqué par la relation conjointe et positive entre le prix du pétrole et son chiffre d'affaires. Ainsi, toute perturbation des prix du pétrole se répercutera directement sur les finances de la compagnie. Nous observons également un impact de la volatilité du prix du pétrole sur la production pétrolière algérienne et les dépenses d'investissement de Sonatrach. En effet, les relations et les résultats obtenus à travers nos analyses entre le prix du pétrole et les deux variables (production et dépenses d'investissement) nous laissent penser que le degré d'incertitude lié à l'évolution du prix du pétrole, amplifié par la financiarisation, qui exacerbe les variations, rend difficile toute prise de décision relative aux investissements et au déploiement des capacités de production de Sonatrach.

### **Implication de la recherche**

Ce travail de recherche permettra de compléter et d'approfondir les recherches antérieures qui ont étudié l'impact de la volatilité des prix sur l'économie algérienne.

Ainsi, notre analyse vient apporter sa contribution en intégrant de manière plus exhaustive le contexte de financiarisation qui a induit des changements structurels considérables dans le fonctionnement du marché mondial du pétrole et a ajouté une instabilité en plus de la volatilité déjà connue du marché. De plus, notre étude empirique est assez originale puisqu'elle porte sur l'impact de la volatilité des prix du pétrole sur l'activité pétrolière. Un volet qui n'a pas été traité dans les travaux précédents. Les chercheurs se sont surtout concentrés sur les effets suscités sur les indicateurs économiques de l'Algérie (PIB, inflation, taux de change...).

### **Limites de la recherche**

- Portée des résultats : ils sont obtenus sur la base d'une étude économétrique. Il aurait été intéressant de combiner à cela une approche qualitative au travers d'entretiens auprès des responsables de la Sonatrach pour déceler leurs ressentis et moyens envisagés face à la financiarisation du secteur pétrolier.
- Données utilisées : les données portent sur une période de dix-huit ans, à savoir entre 2000 et 2018. Une base de données plus large qui s'étale sur les années 90 aura permis une comparaison avec le secteur pétrolier avant sa financiarisation. Également, il aurait été pertinent d'avoir eu en main d'autres variables à incorporer dans notre étude telles que les coûts de production ou les bénéfices de la Sonatrach.
- Méthodologie : celle-ci est essentiellement basée sur la modélisation, une étude qualitative sur le terrain permettra de compléter le travail de recherche.
- Une autre piste de recherche consisterait à examiner les mouvements du prix du pétrole par rapport aux positions prises par les investisseurs financiers et ainsi pouvoir mesurer l'impact de la finance sur le marché pétrolier. En dernier lieu, nous aurions aimé analyser les dispositifs mis en place par les autorités compétentes pour limiter les dérives de la finance sur les produits de base.

### **Perspectives et recommandations**

Nous allons ainsi conclure ce modeste travail sur quelques recommandations pouvant être mise en place pour réduire les effets néfastes de la financiarisation sur la Sonatrach et l'économie algérienne en général.

Sonatrach peut s'adapter au contexte de la financiarisation du marché pétrolier en prenant les mesures suivantes :

- Optimisation des coûts : la compagnie pétrolière peut chercher à réduire ses coûts pour maintenir sa rentabilité dans un marché où les prix peuvent être volatils. Cela peut inclure la rationalisation des opérations, l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'adoption de technologies innovantes et la négociation de contrats avec ses partenaires.
- Diversification des activités : la compagnie pétrolière peut chercher à diversifier ses activités en investissant dans des énergies renouvelables, dans des projets liés à la transition énergétique ou dans des activités connexes telles que le transport et la logistique.
- Développement de nouvelles sources de revenus : la compagnie pétrolière peut chercher à développer de nouvelles sources de revenus en offrant des services de conseil, en vendant des produits dérivés ou en proposant des services de stockage et de transport de pétrole pour des tiers.
- Gestion de la volatilité des prix : la compagnie pétrolière peut chercher à gérer la volatilité des prix en utilisant des instruments financiers tels que les contrats à terme et les options pour se protéger contre les fluctuations des prix.

Par ailleurs, la compagnie pétrolière Sonatrach doit s'adapter au contexte de la financiarisation du marché pétrolier en cherchant à diversifier ses activités, à développer de nouvelles sources de revenus et à gérer la volatilité des prix pour assurer sa rentabilité et sa pérennité dans un marché en évolution rapide.

Pour l'économie algérienne qui est dépendante du pétrole, il est également important de diversifier son économie afin de réduire sa vulnérabilité aux fluctuations des prix du pétrole sur le marché mondial. Voici quelques recommandations pour atteindre cet objectif :

- Investir dans les industries non pétrolières : L'économie algérienne devrait investir dans d'autres secteurs économiques tels que l'agriculture, le tourisme, les technologies, l'industrie manufacturière et les services. Cela aidera à créer des emplois, à stimuler la croissance économique et à réduire la dépendance au secteur pétrolier.
- Développer les infrastructures : L'Algérie devrait investir dans les infrastructures publiques telles que les routes, les ports, les aéroports, les réseaux de transport et

les réseaux d'énergie. Cela peut encourager les investissements étrangers et faciliter l'essor de nouveaux secteurs économiques.

- Promouvoir les PME : Les petites et moyennes entreprises (PME) peuvent jouer un rôle important dans la diversification de l'économie. Le gouvernement devrait faciliter la création de PME et les aider à accéder aux financements et aux marchés.

En somme, la diversification de l'économie est essentielle pour les économies dépendantes du pétrole afin de réduire leur vulnérabilité aux fluctuations des prix du pétrole et d'assurer une croissance économique durable et inclusive.

---

---

## **BIBLIOGRAPHIE**

---

## Bibliographie

### Ouvrages

- Amic, E., Darmois, G., & Favennec, J.-P. (2006). L'énergie à quel prix ? Les marchés de l'énergie. Technip, Paris.
- Angelier, J.-P. (1990). Le pétrole. Paris, France : Éditions Économica.
- Antoine, J., & Capiou-Huart, M.-C. (2015). Dictionnaire des marchés financiers. Editions De Boeck, Paris.
- Augé, B. (2015). L'Algérie, un État pétrolier en danger. Institut Français des Relations Internationales.
- Auzanneau, M. (2021). Or noir: La grande histoire du pétrole. Paris: Edition la Découverte.
- Babusiaux, D., & Bauquis, P.-R. (2017). Le pétrole, quelles réserves, quelles productions et à quel prix ? Paris, (6th ed.). DUNOD.
- Baudet, J. C. (2015). Les plus grandes entreprises : celles qui changèrent le monde. Paris : Edition La boîte à pandore.
- Beitone, A., Cazorla, A., & Hemdane, E. (2019). Dictionnaire de science économique. Malakoff: DUNOD.
- Begaud, C., Lafon, E., & Pitti, L. (2004). 100 fiches d'histoire du XXe siècle (p. 287). Paris.
- Benissad, M. E. (1979). Economie du développement de l'Algérie. Paris: Economica.
- Bernstein, S., & Milza, P. (2006). Histoire de la France au XXe siècle : De 1974 à nos jours. Paris : Édition Complexe.
- Bret-Rouzaut, N., & Favennec, J.-P. (2011). Recherche et production du pétrole et du gaz : réserves, coûts, contrats. Paris: Editions TECHNIP.
- Bourbonnais, R. (2010). Économétrie. Paris: Dunod.
- Carnot, N., & Hagege, C. (2004). Le marché pétrolier. Economie et prévision.
- COPINSCHI, P. (2012). Le pétrole : une ressource stratégique. La documentation Française.
- Couret, A., Le Nabasque, H., Coquelet, M.-L., et al. (2013). Droit financier. Edition Dalloz.
- Declerck, F., & Portier, M. (2009). Comment utiliser les marchés à terme agricoles et alimentaires. Edition GUIDES France Agricole, Paris.

- Djoufelkit, H. (2008). Rente, développement du secteur productif et croissance en Algérie. Agence Française de Développement.
- Durousset, M. (1999). Le marché du pétrole. Paris, France : Editions Ellipses.
- Favennec, J-P. (1998). Exploitation et gestion de la raffinerie. Paris: Editions TECHNIP.
- Favennec, J-P. (2007). Géopolitique de l'énergie : besoins, ressources, échanges mondiaux. Paris: Editions TECHNIP.
- Furfari, S. (2007). Le Monde et l'Energie Enjeux géopolitique. Paris, Edition TECHNIP.
- Gallos, P.-M. (2003). Le sang du pétrole : guerres d'Irak 1990-2003. Paris: Edition l'Age d'Homme.
- Gallois, F. (2018). Histoire, Géographie et Géopolitique. Paris : Édition Ellipses.
- Gautier, C., & Fellous, J. L. (2008). Eau, Pétrole, Climat : un monde en panne sèche. Paris : Edition Odile Jacob.
- Gillet, R., & Hubner, G. (2019). La gestion de portefeuille : instruments, stratégie et performance. Editions De Boeck, Paris.
- Giraud, J-N., & Ollivier, T. (2015). Economie des matières premières. Edition la Découverte.
- Hachemaoui, M. (2005, 21 avril). La nouvelle loi algérienne sur les hydrocarbures : les enjeux d'une libéralisation. Dossier, p. 04. Éd. Adnkronos International.
- Hansen, J.-P., & Percebois, J., Janssens, A. (2019). Energie, Economie et politique. Ed De Boeck Supérieur, Paris.
- Hersent, C. (1989). Marchés à terme et options dans le monde. Paris : Ed DALLOZ.
- Hull, J., Godlewski, C., & Merli, M. (2010). Gestion des risques et institutions financières. Pearson, Paris.
- Institut d'économie et de politique de l'énergie. (1989). Energie internationale. Paris : Edition Economica.
- Jacquet, P., & Nicolas, F. (1991). Pétrole : crises, marchés, politiques. Paris : Éditions Dunod.
- Jacquillat, B., Solnik, B., & Pérignon, C. (2014). Marchés financiers-6e éd: Gestion de portefeuille et des risques. Edition Dunod, Paris.
- Jokung-Nguena, O. (2004). Mathématique et gestion financière. De Boeck, Bruxelles.
- Lecaillon, J.-D., & Le Page, J.-M. (2013). Économie contemporaine, Analyse et diagnostics. Paris: Editions De Boeck.

- LEGAULT, A. (2007). Pétrole Gaz et les autres énergies. Paris, Edition TECHNIP.
- Masseron, J. (1975). L'économie des hydrocarbures. Edition Technip, Paris.
- Mishkin, F. (2010). Monnaie, banque et marchés financiers. Edition Pearson, Paris.
- Moad EL. (2022). Introduction à l'économétrie appliquée. Paris : Editions L'Harmattan.
- Otyan, A. (1992). L'économie Algérienne : son passé et son présent 1830-1985. Alger: Institut Arabe d'Education Ouvrière.
- PERCEBOIS, J. (1989). Économie de l'énergie [Energy Economics]. Paris : Edition Economica.
- Priolon, J. (2018). Les marchés financiers de matières premières. Edition ISTE Group, Paris.
- Pilverdier-Latrete, J. (1987). Le marché financier français. Edition Economica, Paris.
- Simon, Y., & Marteau, D. (2017). Marchés Dérivés de Matières Premières. Paris: ECONOMICA.
- Simon, Y., & Lautier, D. (2001). Marchés dérivés de matières premières et gestion du risque de prix. Edition Economica, Paris.
- Simon, Y. (2014). Les 100 mots des marchés dérivés. Edition Que sais-je, Paris.

### **Articles et Communications**

- Ainas, Y., Ouarem, N., & Souam, S. (2012). Les hydrocarbures : atout ou frein pour le développement de l'Algérie? Dans Revue Tiers Monde, 2012(2) (n°210), 69-88.
- Alazard-Toux, N. (2006). Contexte actuel et perspectives du secteur pétrolier. Oléagineux, Corps Gras, Lipides, 13(2-3), 112-116.
- Albauy, M. (1986). Nouveaux instruments financiers et gestion du couple rentabilité risque sur le marché du pétrole. Revue d'économie industrielle, 38, 45-63.
- Algieri, B. (2012). Price volatility, speculation and excessive speculation in commodity markets: Sheep or shepherd behaviour? ZEF discussion papers on Development Policy.
- Antoshin, S., & Samiei, H. (2006). Has Speculation Contributed to Higher Commodity Prices? World Economic Outlook, Washington.
- Antonin, C. (2013). Après le choc pétrolier d'octobre 1973, l'économie mondiale à l'épreuve du pétrole cher. Revue Internationale et stratégique, 91(3), 139-149.
- Atmani, A., & Mouffok, N-E. (2021). Analyse économique des variations des prix du pétrole sur la conduite de la politique monétaire en Algérie. Journal d'études en économie et Management, 04(02), ISSN : 2602-6570.

- Auzanneau, M. (2015). L'OPEP bouc émissaire d'un choc pétrolier de 1973 made in the USA? Dans OR NOIR, PP. 451-479.
- Auzanneau, M. (2015). Contre-choc pétrolier : la frénésie des années Reagan, la chute de l'URSS et le scandale de la BCCI. Or Noir, pp. 553-585.
- Auzanneau, M. (2019). Avec le pétrole de schiste, l'Amérique est « pleine aux as »... À quel prix ? In Fin du leadership américain ? (pp. 140-146).
- Ayouz, M., & Reymondon, O. (2008). Les fondamentaux du marché ont-ils changé depuis la crise financière de l'été 2007 ? In Diagnostic, Revue du COE Rexecode, (n°8).
- Babusiaux, D., & Bauquis, P-R. (2007). Que penser de la raréfaction des ressources pétrolières et de l'évolution du prix du brut? Les Cahiers de l'Économie.
- Babusiaux, D., & Pierru, A. (2010). Les évolutions du prix du pétrole. Annales des Mines - Responsabilité et Environnement, 58(2), 19-26.
- Baladin, G. (1989). Le marché international du pétrole : un jeu de poker. Industrie et développement international, août, 385-391.
- Baule, F. (2010). Sur les marchés du pétrole. Revue Projet, 318(5), 4-11.
- Baumeister, C., & Peersman, G. (2013). The role of time-varying price elasticities in accounting for volatility changes in the crude oil market. Journal of Applied Econometrics, 28(7), 1078–1109.
- Benabdallah, Y. (2006). Croissance économique et dutch disease en Algérie. Cahiers du CREAD, 75, 9-41.
- Benderra, O., & Hidouci, G. (2004). Algérie : Économie, Prédation et État policier. Comité Justice pour l'Algérie, Dossier N° 14.
- Benisty, M. (1986). Le monde arabe et le pétrole : la puissance bousculée. Politique étrangère, 51(2), 465-471.
- Benchikh, Madjid. (2007). La nouvelle loi pétrolière algérienne: direction publique et économie de marché. L'Année du Maghreb, II, 201-221.
- Berthelemy, J.-C., & Devezeaux, J.-G. (1987). L'impact des chocs pétroliers : une simulation rétrospective (1973-1982). Dans Revue économique, 38(4), 877-896.
- Béy, M. (1965). Aide, commerce ou co-production? Dans Développement et Civilisation, N° 24, 39-47.
- Brechet, T., & Van Brusselen, P. (2007). Le pic pétrolier : un regard d'économiste. Dans Reflets et perspectives de la vie économistes, 7, 63-81.
- Brunetti, C., & Büyükşahin, B. (2009). Is speculation destabilizing? Working Paper. U.S., Commodity Futures Trading Commission, Washington, DC.

- Brunetti, C., Büyüksahin, B., & Harris, H. (2016). Speculators, Prices and Market Volatility. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 51(5), 1545–1574.
- Borin, A., & Di Nino, V. (2012). The role of financial investments in agricultural commodity derivatives markets. *Temi di discussion From Bank of Italy, Economic Research and International Relations Area*.
- Bouyacoub, A. (1997). L'économie algérienne et le programme d'ajustement structurel. *Confluences Méditerranée*, 21, 77-85.
- Büyüksahin, B., & Harris, J. H. (2011). Do Speculators Drive Crude Oil Futures Prices? *The Energy Journal*, 32(2), 167-202.
- Buyuksahin, B., & Harris, J. H. (2009). The role of speculators in the crude oil futures market.
- Carré, F. (1978). L'exploitation des hydrocarbures en mer du nord et ses conséquences sur les littoraux. Dans *NOROIS*, 99, 383-406.
- Clair, P. (1966). La structure des prix postés pétroliers, perspectives et statistiques. *Revue économique*, 17(3), 467-490.
- Chabane, M. (2010). L'Algérie otage de ses hydrocarbures : obligation de réformes, urgence d'une reconversion. *Cahiers de la Méditerranée*, 81, 319-330.
- Chasseriaux, J.-M. (1982). Une interprétation des fluctuations du prix du pétrole. *Revue d'économie industrielle*, 22, 24-38.
- Chatelus, M. (1999). Nouvelles orientations de la politique pétrolière algérienne. *Monde Arabe Maghreb Machrek*, 166, 3-15.
- Chen, S., & Chen, H. C. (2007). Oil Prices and Real Exchange Rates. *Energy Economics*, 29, 390–404.
- Chancellier, E. (2021). Chapitre 6. Les swaps. In *Finance de marchés* (pp. 115-128).
- Chevalier, J.-M., Baule, F., Lasserre, F., et al. (2010). Rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrole. Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi.
- Chong, J., & Miffre, J. (2010). Conditional correlation and volatility in commodity futures and traditional asset markets. *The Journal of Alternative Investments*, 12(3), 61-75.
- Cordier, J., & Gohin, A. (2014). Quel impact des nouveaux spéculateurs sur les prix agricoles? Une analyse empirique des fonds d'investissement. *Economie rurale. Agricultures, alimentations, territoires*, 343, 29-51.
- Copinschi, P. (2010). Le pétrole, un bien commercial soumis aux logiques de marché. *Le pétrole, quel avenir ?* (PP.31-63).

- Cordier, J. (1996). Les marchés dérivés de produits agricoles. Présentation et perspectives de développement dans l'Union européenne. *Revue d'Études en Agriculture et Environnement*, 41(1), 5-38.
- Coudert, V., Mignon, V., & Penot, A. (2008). Oil Price and Dollar. *Energy Studies Review*, 4, 15-22.
- Cougnaud, B. (2007). Les options, instruments de couverture asymétrique. In *L'Univers des Risques en Finance* (pp. 181-193).
- Dancettele, M. (2014). Pétrole. *Connaissance des énergies*. Récupéré sur [https://www.connaissancedesenergies.org/fiche\\_pedagogique/petrole](https://www.connaissancedesenergies.org/fiche_pedagogique/petrole).
- Dancettele, M. (2015). Transport du pétrole. *Connaissance des énergies*. Récupéré sur <https://www.connaissancedesenergies.org/>
- De Bernis, G. D. (1971). Les problèmes pétroliers algériens. *Études internationales*, 2(4), 575–609.
- Département analyse et prévision de l'OFCE. (2005). Pétrole : un choc sans traumatisme apparent. *Revue de l'OFCE*, 95(4), 159-173.
- Département fédéral de l'économie publique. (1999). *La vie économique*, 72(7-9), 62.
- Dorbane, A. (2014). Sonatrach et le partenariat étranger : action commune pour intérêts communs. Dans *Mâaref (Revue académique), Sciences Économiques*, 9<sup>ème</sup> année, N°17, Décembre 2014.
- Dwyer, A., Holloway, J., & Wright, M. (2012). Commodity market financialisation: A closer look at the evidence. *RBA Bulletin, Reserve Bank of Australia*, 65–77.
- Edelstein, P., & Lutz, K. (2007). The response of business Fixed investment to changes in energy prices: A test of some hypotheses about the transmission of energy price shocks. *The B.E. Journal of Macroeconomics*, 7(1), 1-41.
- Epstein, G. (2005). *Financialization and the world economy*. Cheltenham, UK and Northampton.
- Garman, T., & Forgue, R. (2010). *Personal Finance*. South-Western Cengage Learning.
- Gately, D., & Huntington, H. (2002). The asymmetric effects of changes in price and income on energy and oil demand. *The Energy Journal*, 23(1), 19-55.
- Gilbert, C. L. (2010). How to understand high food prices. *Journal of Agricultural Economics*, 61(2), 398–425.
- Gorton, B., & Rouwenhorst, K. (2006). Facts and fantasies about commodity futures. *Financial Analysts Journal*, 62(3-4).

- Granger, C. W. J. (1969). Investigating causal relations by econometric models and cross-spectral methods. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 424-438.
- Guilleminot, B., Ohana, R. J-J., & Ohana, R. S. (2012). Les nouveaux modes d'investissement sur les marchés dérivés de matières premières agricoles: Décryptage et impact.
- Hache, E., & Lantz, F. (2013). Speculative trading and oil price dynamic: A study of the WTI market. *Energy Economics*, 36, 334–340.
- Hache, E. (2016). L'OPEP peut-elle survivre dans un monde d'abondance pétrolière ? *Revue Internationale et Stratégique*, 2016(4), 59-68.
- Hache, E. (2016). L'OPEP, les compagnies internationales, les compagnies nationales : qui gouverne la scène pétrolière mondiale ? *La revue de l'Énergie*, (629), janvier-février.
- Hamilton, J. D., & Wu, J. C. (2015). Effects of index-fund investing on commodity futures prices. *International Economic Review*, 56(1), 187–205.
- Helbling, T., Mercer-Blackman, V., & Cheng, K. (2008). Riding a Wave. *Finance & Development*, 45(1).
- Hieronymus, Thomas A. (1971). Economics of futures trading, for commercial and personal profit. *Commodity Research Bureau Johnson*, 71.
- Himed, M., & Belil, M. (2021). La stratégie de libération du pétrole en Algérie, de l'indépendance à la nationalisation 1962-1971. *ElWahat pour les Recherches et les Etudes*, 14(2), 1550-1574.
- HOTELLING, H. (1931). The Economics of Exhaustible Resources. *Journal of Political Economy*, 39(2), 137-175.
- Hubbert, M. K. (1956). *Nuclear Energy and Fossil Fuels*. Shell Development Company, Publication No. 95. Reprinted from *Drilling and Production Practice*.
- Irwin, S. H., & Sanders, D. R. (2010). The Impact of Index and Swap Funds on Commodity Futures Markets: Preliminary Results. *OECD Food, Agriculture and Fisheries, Working Paper No. 27*.
- Junttila, J., Pesonen, J., & Raatikainen, J. (2018). Commodity market-based hedging against stock market risk in times of financial crisis: The case of crude oil and gold. *Journal of International Financial Markets, Institutions & Money*.
- Karyotis, C., & Alijani, S. (2016). Soft commodities and the global financial crisis: Implications for the economy. *Research in International Business and Finance*, 37(C), 350–359.

- Kat, H. M., & Oomen, R. C. A. (2006, June 14). What every investor should know about commodities, Part II: Multivariate return analysis (Alternative Investment Research Centre Working Paper No. 33).
- Kekel, G. (2015). Le nœud-gordien des Etats arabes du golfe. *Pouvoirs*, (152), 9-24.
- Kellner, T. (2006). La politique pétrolière de la République populaire de Chine : stratégies et conséquences internationales. *Outre-Terre*, 15, 425-469.
- Keramane, A. (2006). Pétrole et pays producteurs en développement : le cas de l'Algérie. *Revue "Liaison Énergie-Francophonie"*, numéro70.
- Khan, S., & Mohsin, S. (2009). The 2008 oil price "bubble." Peterson Institute for International Economics (Policy Brief 09–19).
- Krichene, N. (2002). World crude oil and natural gas: a demand and supply model. *Energy Economics*, 24(6), 557-576.
- Krippner, G. (2005). The financialization of the American economy. *Socio-Economic Review*, 3(2), 173-208.
- Krugman, P. (2008). The oil non-bubble. Retrieved from <http://www.nytimes.com/opinion/12krugman.html>
- Krugman, P. (2009). Oil speculation. Retrieved from <http://Krugman.blogs.nytimes.com/2009/07/08/oil-speculation>
- Kyle, A. S., & Xiong, W. (2001). Contagion as a wealth effect. *The Journal of Finance*, 56(4), 1401–1440.
- Lautier, D., & Simon, Y. (2004). La volatilité des prix des matières premières. *Revue d'économie financière*, 74, 45-84.
- Lautier, D. (1998). Les opérations de Metallgesellschaft sur les marchés à terme de produits pétroliers: Spéculation ou couverture? *Finance-Contrôle-Stratégie*, 1, 107-129.
- Lasserre, F. (2008). La spéculation au microscope. *Société Générale, Commodities Review*.
- Lecocq, P.-E., & Courleux, F. (2011). Vers la définition d'un nouveau cadre de régulation des marchés dérivés de matières premières agricoles. *Centre d'Etudes et de Prospective Document de travail*, (3).
- Lescaroux, F., & Mignon, V. (2008). Déterminants du prix du pétrole et impacts sur l'économie. *Vol. 23, No. 2*, 179-214.
- Léveugle, J. (1975). Le prix du pétrole dans le monde. *Politique étrangère*, 40(4), 417-445.

- Lütkepohl, H. (2005). *New Introduction to Multiple Time Series Analysis*. Heidelberg: Springer-Verlang.
- Manera, M., Nicolini, M., & Vignati, I. (2014). Modelling futures price volatility in energy markets: Is there a role for financial speculation? *Energy Economics*.
- Martin, F., et al. (2010). *Marchés boursiers et hedge funds global macro : interdépendances dynamiques ou neutralité?* No.halshs-00493929.
- Masters, M. W. (2008, May). *Testimony before the Committee on Homeland Security and Governmental Affairs, United States Senate, Washington, DC.*
- Masters, M. W., & White, A. K. (2008). *The Accidental Hunt Brothers: How Institutional Investors are Driving up Food and Energy Prices*. The Accidental Hunt Brothers Blog, special report posted July 31.
- Matthieu, T. (2009). L'impact des phénomènes spéculatifs sur la formation du prix du pétrole. *Geoéconomie*, 4(51), 91-101.
- Mayer, J. (2012). The growing financialisation of commodity markets: Divergence between index investors and money managers. *The Journal of Development Studies*, 48(6).
- Mazzucchi, N. (2016). Compagnies nationales, compagnies internationales : vers une nouvelle donne pétrolière. *Revue Internationale et Stratégique*, 2016(4), 104.
- Mekideche, M. (2009). Le secteur des hydrocarbures en Algérie : Piège structurel ou opportunité encore ouverte pour une croissance durable? Dans *Confluences Méditerranée*, 2009(4) (N°71), 153-166.
- Mignon, V. (2016). Pétrole et dollar: deux facettes d'un même pouvoir? *Revue Internationale et Stratégique*, 4, 91-100.
- Mohammed, F-Z., & Mesbahi, F-Z. (2020). La politique monétaire et le ciblage d'inflation en Algérie 1990 – 2017. *Revue des Études Économiques*, 22(01).
- Mongars, P., & Marchal-Dombrat, C. (2006). Les matières premières : une classe d'actif à part entière? *RSF Revue*, 33.
- Mouak, P. (2010). Aluminium and the London Metal Exchange: The Institutional and Financial Specificities of a Futures Market. *Cahiers d'histoire de l'aluminium*, 4445(1), 106-123.
- Parsons, J. E. (2009). *Black gold and fool's gold: Speculation in the oil futures market*. MIT CEEPR WP-2009-013.

- Percebois, J. (2002). Les stratégies de réponse face aux chocs pétroliers : quels enseignements au vu de quelques expériences. Dans *Etat et Energie XIXe XXe Siècles*, 443-454.
- Petriat, P. (2021). La crise des Etats pétroliers les années 1980,1990. In *Aux pays de l'or noir* (pp. 281-331).
- Pierandrei, L. (2019). Instrument de couverture du risque financier. Dans *Risk Management*, 184-225.
- Pindyck, R. S. (1978). The Optimal Exploration and Production of Nonrenewable Resources. *Journal of Political Economy*, 86(5), 841-861.
- Prosper, M. (2010). L'aluminium au London Metal Exchange : les spécificités institutionnelles et financières d'un marché à terme. *Cahiers d'histoire de l'aluminium*, 44-45, 106-123.
- Raffinot, M. (1992). Dette extérieure et ajustement structurel. *Revue Tiers Monde*, 131, 704-705.
- Razin, O., & Collins, S. M. (1997). Real exchange rate misalignments and growth. *NBER Working Paper Series, Working Paper 6174*.
- Refafa, B., & Ramli, M. (2018, juin). Le Rôle des Hydrocarbures sur la Croissance Economique en Algérie. Dans *وإلستثمار والتنمية املاستدامة مجلة التمويل*, 03(01).
- Robinson, A. (2010). Industrial policy and development: A political economy perspective. *Revue d'économie du développement*, 18(4), 21-45.
- Rogan, E. (2016). L'ère du pétrole. Dans *Histoire des Arabes*, (pp. 521-582).
- Saporta, V., Trott, M., & Tudela, M. (1997). What can be said about the rise and fall in oil prices? *Bank of England quarterly bulletin*, 49, 215-973.
- Saudrais, R., & Gay, P. (2006). Algérie : la nouvelle donnée économique. *Missions économiques*.
- Silvennoinen, A., & Thorp, S. (2013). Financialization, crisis and commodity correlation dynamics. *Journal of International Financial Markets, Institutions & Money*, 24, 42–65.
- Simon, Y. (2013). La finance non réglementée et le négoce international des matières premières. *Revue d'économie financière*, 109(1), 115-162.
- Simon, Y. (1984). Les marchés à terme de produits pétroliers. *L'Actualité économique*, 60(3), 375-406.
- Simon, Y. (2013). La finance non réglementée et le négoce international des matières premières. *Revue d'économie financière*, 109(1), 115-162.

- Singleton, K. J. (2014). Investor Flows and the 2008 Boom/Bust in Oil Prices. *Management Science*, 60(2), 300–318.
- Sociétal. (2008). *Analyses mensuelles des réalités économiques et sociales* (Numéros 60 à 62). Institut de l'Entreprise.
- SOLOW, R.-M. (1974). The Economics of Resources or the Resources of Economics. *The American Economic Review*, 64(2), 1-14.
- Sornette, D., Woodard, R., & Zhou, W. X. (2009). The 2006-2008 oil bubble: evidence of speculation, and prediction. *Physica A*, 388, 1571-1576.
- Soros, G. (2008, May 26). Rocketing oil price is a bubble, by Edmund Conway. *The Telegraph* (United Kingdom).
- Stoffaes, C. (1982). La vérité sur le prix du pétrole. *Politique étrangère*, (47-3), 595-616.
- Tang, K., & Xiong, W. (2010). Index investment and financialization of commodities. NBER Working Paper No. 16385, September, JEL No. G1, G13.
- Tang, K., & Xiong, W. (2012). Index investment and the financialization of commodities. *Financial Analysts Journal*, 68(6), 54-74.
- Turner, A., Farrimond, J., & Hill, J. (2011). *The Oil Trading Markets, 2003 – 2010: Analysis of market behavior and possible policy responses*. Oxford Institute for Energy Studies.
- Vuillet, B. (s.d.). Source pour l'histoire de la politique énergétique française aux XIXe et XXe siècles : aperçu général. Dans *Etat et Energie XIXe XXe Siècles*, 5-34.
- Zhang, D. (2017). Oil shocks and stock markets revisited: Measuring connectedness from a global perspective. *Energy Economics*, 62, 323-333.
- Zhang, Y. J. (2013). Speculative trading and WTI crude oil futures price movement: An empirical analysis. *Applied Energy*, 107, 394–402.

### **Thèses et mémoires**

- Brouillou, G. (2018). *La gestion du risque de contrepartie en matière des dérivés de gré à gré : approche juridique* [Doctoral dissertation, Paris 1].
- Diaby, O. (2009). *Application du modèle d'évaluation par arbitrage aux produits financiers dérivés des matières premières (pétrole, café et cacao)* [Thèse de doctorat, Université du Québec à Montréal].

- Hamadache, H. (2010). Rente pétrolière et évolution du secteur agricole en Algérie : Syndrome hollandais et échangeabilité. Thèse de Master of Science du CIHEAM.
- Narisoa, IANDRIAH Ionja Lalaina. (2016). Decomposition de Wold et analyse des chocs dans un modèle vectoriel auto-régressif (VAR) (Thèse de doctorat, Université d'Antananarivo).
- Lautier, D. (2004). La structure par terme des prix des matières premières [Doctoral dissertation, Université Paris Dauphine-Paris IX]. 144.

### **Autres documents**

- Banque d'Algérie. (2006). Rapport "SITUATION MONETAIRE ET POLITIQUE MONETAIRE" (N°6-03).
- Banque Mondiale. (2016). Réaction de l'Algérie à l'effondrement des prix du pétrole. Récupéré sur <https://www.banquemondiale.org/fr/country/algeria/publication/economic-brief-july-2016>.
- British Petroleum. (2020). BP Statistical Review of World Energy [Rapport statistique sur l'énergie dans le monde]. Consulté sur [www.bp.com](http://www.bp.com).
- BP. (2020). The Statistical Review of World Energy analyses data on world energy markets from the prior year. The Review has been providing timely, comprehensive and objective data to the energy community since 1952. Statistical Review of World Energy, 69th edition.
- BP. (2018). BP Statistical Review of World Energy. Récupéré sur <https://www.bp.com/>.
- Bouhezza, M., & Salhi, S. (s.d.). Le partenariat avec l'UE: Cas de l'Algérie. Economic Integrations, Competition and Cooperation, 423.
- EIA. (2014, 31 décembre). Petroleum Product Conversions, Barrels per Metric Ton [archive]. Consulté sur <http://www.eia.gov>. (Consulté le 14 avril 2020).
- Fonds Monétaire International. (2006, Mai). Algérie : Questions choisies (N° 05-52, p. 37)
- Fonds Monétaire International. (2007, février). Algérie : Questions choisies. Rapport du FMI N° 07/61, p. 12.
- Fonds Monétaire International. (2011, Mars). Algérie, Rapport des services du FMI pour les consultations de 2010 au titre de l'article IV (N° 11/39, p. 23).
- Floerkemeier, H., Mwase, N., & Koranchelian, T. (2006). Rapport FMI, Algérie : Questions choisies (N°05-52, p. 90).
- Jézégou, F. (s.d.). Le pétrole. Dictionnaire Le Monde. Récupéré sur [https://dicocitations.lemonde.fr/definition\\_littre/32171/Petrole.php](https://dicocitations.lemonde.fr/definition_littre/32171/Petrole.php).
- ONS Algérie. (2014). Les comptes économiques en volume de 2000 à 2014 (N°710).

- Portail du ministère des finances. (s.d.). Les avantages fiscaux accordés à l'investissement. Récupéré le 10 mars 2021, sur <https://www.mf.gov.dz/index.php/fr/grands-dossiers/108-les-avantages-fiscaux-accordés-a-l-investissement>.

---

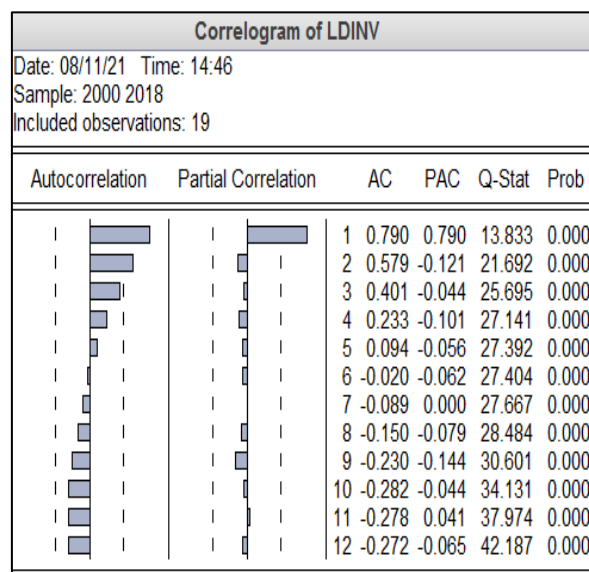
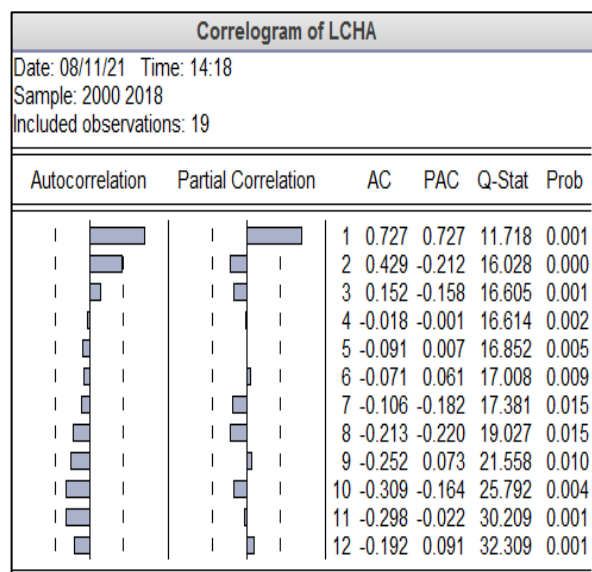
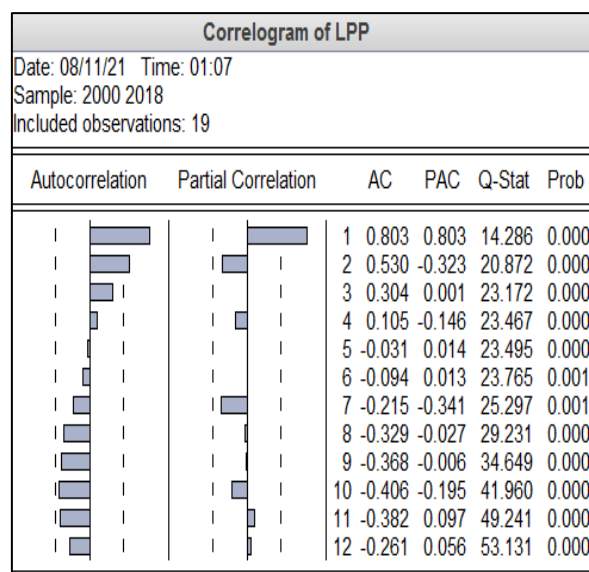
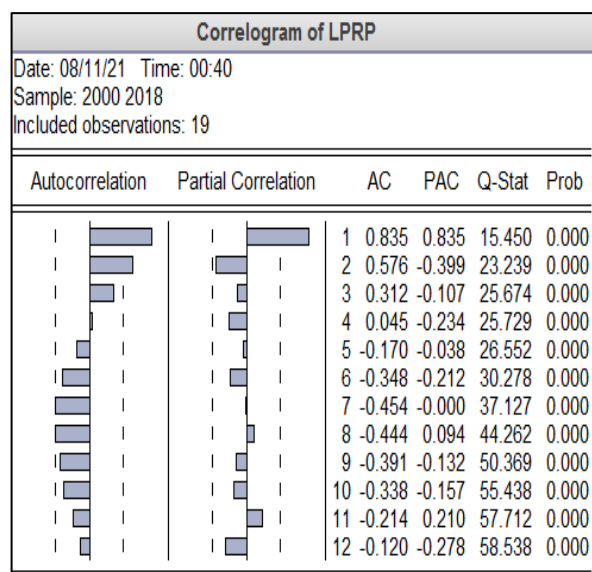
---

## **ANNEXES**

---

## Annexe N° (01)

### Corrélogramme des séries LPP, LPRPR, LDINV et LCHA



# Annexe N(02) : Test de stationnarité des séries temporelles étudiées

Tableau N(01) : Test ADF pour les séries LPP, LPRPR, LDINV, LCH

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on LPRP				
Null Hypothesis: LPRP has a unit root				
Exogenous: Constant, Linear Trend				
Lag Length: 1 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-3.463150	0.0762
	5% level		-4.616209	
	10% level		-3.710482	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LPRP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 00:47				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPRP(-1)	-0.342667	0.098947	-3.463150	0.0042
D(LPRP(-1))	0.323410	0.184955	1.748590	0.1039
C	1.551578	0.437364	3.547568	0.0038
@TREND("2000")	-0.007567	0.002279	-3.320965	0.0055
R-squared	0.633024	Mean dependent var	-0.000449	
Adjusted R-squared	0.548337	S.D. dependent var	0.055373	
S.E. of regression	0.037214	Akaike info criterion	-3.541951	
Sum squared resid	0.018003	Schwarz criterion	-3.345901	
Log likelihood	34.10658	Hannan-Quinn criter.	-3.522463	
F-statistic	7.474891	Durbin-Watson stat	2.510072	
Prob(F-statistic)	0.003712			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on LPRP				
Null Hypothesis: LPRP has a unit root				
Exogenous: Constant				
Lag Length: 1 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-1.661172	0.4318
	5% level		-3.886751	
	10% level		-3.052169	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LPRP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 00:48				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPRP(-1)	-0.191041	0.115004	-1.661172	0.1189
D(LPRP(-1))	0.531071	0.228039	2.328856	0.0354
C	0.822700	0.495618	1.659948	0.1191
R-squared	0.321693	Mean dependent var	-0.000449	
Adjusted R-squared	0.224792	S.D. dependent var	0.055373	
S.E. of regression	0.048754	Akaike info criterion	-3.045294	
Sum squared resid	0.033277	Schwarz criterion	-2.898256	
Log likelihood	28.88500	Hannan-Quinn criter.	-3.036678	
F-statistic	3.319808	Durbin-Watson stat	2.012123	
Prob(F-statistic)	0.066067			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on LPP				
Null Hypothesis: LPP has a unit root				
Exogenous: Constant, Linear Trend				
Lag Length: 1 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-1.942061	0.5895
	5% level		-4.616209	
	10% level		-3.710482	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LPP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 01:14				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPP(-1)	-0.328309	0.169052	-1.942061	0.0741
D(LPP(-1))	0.356175	0.266384	1.337073	0.2041
C	1.288399	0.582266	2.212731	0.0454
@TREND("2000")	0.008954	0.017814	0.502652	0.6236
R-squared	0.302084	Mean dependent var	0.064760	
Adjusted R-squared	0.141026	S.D. dependent var	0.281152	
S.E. of regression	0.260574	Akaike info criterion	0.350464	
Sum squared resid	0.882684	Schwarz criterion	0.546514	
Log likelihood	1.021058	Hannan-Quinn criter.	0.369952	
F-statistic	1.875627	Durbin-Watson stat	2.147106	
Prob(F-statistic)	0.183548			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on LPP				
Null Hypothesis: LPP has a unit root				
Exogenous: Constant				
Lag Length: 1 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-2.193400	0.2152
	5% level		-3.886751	
	10% level		-3.052169	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LPP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 01:16				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPP(-1)	-0.272668	0.124313	-2.193400	0.0457
D(LPP(-1))	0.293123	0.228643	1.282011	0.2207
C	1.155490	0.504730	2.289322	0.0381
R-squared	0.288520	Mean dependent var	0.064760	
Adjusted R-squared	0.186880	S.D. dependent var	0.281152	
S.E. of regression	0.253524	Akaike info criterion	0.252066	
Sum squared resid	0.899839	Schwarz criterion	0.399103	
Log likelihood	0.857443	Hannan-Quinn criter.	0.266681	
F-statistic	2.839642	Durbin-Watson stat	2.093522	
Prob(F-statistic)	0.092287			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on LPRP				
Null Hypothesis: LPRP has a unit root				
Exogenous: None				
Lag Length: 1 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
-0.067264 0.6460				
Test critical values:				
1% level -2.708094				
5% level -1.962813				
10% level -1.606129				
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LPRP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 00:49				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPRP(-1)	-0.000195	0.002900	-0.067264	0.9473
D(LPRP(-1))	0.434354	0.233014	1.864066	0.0820
R-squared	0.188191	Mean dependent var	-0.000449	
Adjusted R-squared	0.134070	S.D. dependent var	0.055373	
S.E. of regression	0.051527	Akaike info criterion	-2.983278	
Sum squared resid	0.039826	Schwarz criterion	-2.885251	
Log likelihood	27.35784	Hannan-Quinn criter.	-2.973532	
Durbin-Watson stat	1.819578			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on LPP				
Null Hypothesis: LPP has a unit root				
Exogenous: None				
Lag Length: 1 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
0.563838 0.8278				
Test critical values:				
1% level -2.708094				
5% level -1.962813				
10% level -1.606129				
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LPP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 01:17				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LPP(-1)	0.009764	0.017316	0.563838	0.5812
D(LPP(-1))	0.215596	0.256100	0.841843	0.4131
R-squared	0.022172	Mean dependent var	0.064760	
Adjusted R-squared	-0.043016	S.D. dependent var	0.281152	
S.E. of regression	0.287135	Akaike info criterion	0.452404	
Sum squared resid	1.236700	Schwarz criterion	0.550429	
Log likelihood	-1.845437	Hannan-Quinn criter.	0.462148	
Durbin-Watson stat	1.877213			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on LCHA				
Null Hypothesis: LCHA has a unit root				
Exogenous: Constant, Linear Trend				
Lag Length: 0 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
-1.671418 0.7216				
Test critical values:				
1% level -4.571559				
5% level -3.690814				
10% level -3.286909				
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 18				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LCHA)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:37				
Sample (adjusted): 2001 2018				
Included observations: 18 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCHA(-1)	-0.298189	0.178405	-1.671418	0.1154
C	2.353490	1.336371	1.761105	0.0986
@TREND("2000")	0.007004	0.015422	0.454167	0.6562
R-squared	0.175756	Mean dependent var	0.055578	
Adjusted R-squared	0.065857	S.D. dependent var	0.285754	
S.E. of regression	0.276184	Akaike info criterion	0.415515	
Sum squared resid	1.144166	Schwarz criterion	0.563910	
Log likelihood	-0.739631	Hannan-Quinn criter.	0.435976	
F-statistic	1.599245	Durbin-Watson stat	1.702031	
Prob(F-statistic)	0.234649			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on LDINV				
Null Hypothesis: LDINV has a unit root				
Exogenous: Constant, Linear Trend				
Lag Length: 3 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
-1.827033 0.6408				
Test critical values:				
1% level -4.728363				
5% level -3.759743				
10% level -3.324976				
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 15				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LDINV)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:52				
Sample (adjusted): 2004 2018				
Included observations: 15 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LDINV(-1)	-0.254282	0.139177	-1.827033	0.1010
D(LDINV(-1))	0.843924	0.268511	3.142981	0.0119
D(LDINV(-2))	-0.238136	0.315010	-0.755964	0.4690
D(LDINV(-3))	-0.038968	0.292840	-0.137421	0.8937
C	1.551457	0.735216	2.110207	0.0640
@TREND("2000")	0.007790	0.013421	0.580395	0.5759
R-squared	0.791867	Mean dependent var	0.067332	
Adjusted R-squared	0.676237	S.D. dependent var	0.165999	
S.E. of regression	0.094454	Akaike info criterion	-1.592237	
Sum squared resid	0.080294	Schwarz criterion	-1.309017	
Log likelihood	17.94178	Hannan-Quinn criter.	-1.595254	
F-statistic	6.848266	Durbin-Watson stat	2.254139	
Prob(F-statistic)	0.006699			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on LCHA				
Null Hypothesis: LCHA has a unit root				
Exogenous: Constant				
Lag Length: 0 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
-1.774376 0.3800				
Test critical values:				
1% level -3.857386				
5% level -3.040391				
10% level -2.660551				
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 18				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LCHA)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:39				
Sample (adjusted): 2001 2018				
Included observations: 18 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCHA(-1)	-0.251078	0.141502	-1.774376	0.0950
C	2.046463	1.123814	1.820998	0.0874
R-squared	0.164422	Mean dependent var	0.055576	
Adjusted R-squared	0.112198	S.D. dependent var	0.285754	
S.E. of regression	0.269247	Akaike info criterion	0.318061	
Sum squared resid	1.159900	Schwarz criterion	0.416991	
Log likelihood	-0.862548	Hannan-Quinn criter.	0.331702	
F-statistic	3.148411	Durbin-Watson stat	1.756800	
Prob(F-statistic)	0.095028			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on LDINV				
Null Hypothesis: LDINV has a unit root				
Exogenous: Constant				
Lag Length: 3 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
-2.785487 0.0838				
Test critical values:				
1% level -3.959148				
5% level -3.081002				
10% level -2.681330				
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 15				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LDINV)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:53				
Sample (adjusted): 2004 2018				
Included observations: 15 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LDINV(-1)	-0.183909	0.066024	-2.785487	0.0193
D(LDINV(-1))	0.776396	0.233833	3.320307	0.0077
D(LDINV(-2))	-0.221811	0.303170	-0.731639	0.4812
D(LDINV(-3))	-0.132362	0.224644	-0.589209	0.5688
C	1.205450	0.415764	2.899362	0.0159
R-squared	0.784076	Mean dependent var	0.067332	
Adjusted R-squared	0.697707	S.D. dependent var	0.165999	
S.E. of regression	0.091268	Akaike info criterion	-1.688825	
Sum squared resid	0.083299	Schwarz criterion	-1.452809	
Log likelihood	17.96619	Hannan-Quinn criter.	-1.691340	
F-statistic	9.078167	Durbin-Watson stat	2.247997	
Prob(F-statistic)	0.002309			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on LCHA				
Null Hypothesis: LCHA has a unit root				
Exogenous: None				
Lag Length: 0 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:			0.726250	0.8627
1% level			-2.699769	
5% level			-1.961409	
10% level			-1.606610	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 18				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LCHA)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:39				
Sample (adjusted): 2001 2018				
Included observations: 18 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LCHA(-1)	0.006186	0.008518	0.726250	0.4776
R-squared	-0.008754	Mean dependent var		0.055576
Adjusted R-squared	-0.008754	S.D. dependent var		0.285754
S.E. of regression	0.287002	Akaike info criterion		0.395297
Sum squared resid	1.400291	Schwarz criterion		0.444762
Log likelihood	-2.557669	Hannan-Quinn criter.		0.402117
Durbin-Watson stat	1.857181			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on LDINV				
Null Hypothesis: LDINV has a unit root				
Exogenous: None				
Lag Length: 3 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:			1.195377	0.9321
1% level			-2.728252	
5% level			-1.966270	
10% level			-1.605026	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 15				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LDINV)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:54				
Sample (adjusted): 2004 2018				
Included observations: 15 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LDINV(-1)	0.007060	0.005906	1.195377	0.2571
D(LDINV(-1))	0.944887	0.292987	3.225015	0.0081
D(LDINV(-2))	-0.585082	0.357111	-1.638374	0.1296
D(LDINV(-3))	0.055868	0.278191	0.200825	0.8445
R-squared	0.602564	Mean dependent var		0.067332
Adjusted R-squared	0.494173	S.D. dependent var		0.165999
S.E. of regression	0.118061	Akaike info criterion		-1.212051
Sum squared resid	0.153323	Schwarz criterion		-1.023238
Log likelihood	13.09038	Hannan-Quinn criter.		-1.214062
Durbin-Watson stat	1.700255			

Tableau N(02) : Test ADF pour les séries DLPP, DLPRPR, DLDINV, DLCHA.

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DLPRP				
Null Hypothesis: DLPRP has a unit root				
Exogenous: Constant, Linear Trend				
Lag Length: 0 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:			-2.891199	0.1887
1% level			-4.616209	
5% level			-3.710482	
10% level			-3.297799	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DLPRP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 00:58				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLPRP(-1)	-0.713308	0.246717	-2.891199	0.0118
C	0.038861	0.029564	1.314489	0.2098
@TREND("2000")	-0.003926	0.002701	-1.453504	0.1681
R-squared	0.376188	Mean dependent var		-0.000272
Adjusted R-squared	0.287072	S.D. dependent var		0.058888
S.E. of regression	0.049722	Akaike info criterion		-3.005935
Sum squared resid	0.034613	Schwarz criterion		-2.858897
Log likelihood	28.55045	Hannan-Quinn criter.		-2.991319
F-statistic	4.221334	Durbin-Watson stat		1.766748
Prob(F-statistic)	0.036760			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DLPP				
Null Hypothesis: DLPP has a unit root				
Exogenous: Constant, Linear Trend				
Lag Length: 0 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:			-3.250926	0.1079
1% level			-4.616209	
5% level			-3.710482	
10% level			-3.297799	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DLPP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:22				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLPP(-1)	-0.860612	0.264728	-3.250926	0.0058
C	0.196479	0.165673	1.185947	0.2554
@TREND("2000")	-0.013699	0.014737	-0.929603	0.3683
R-squared	0.430165	Mean dependent var		0.026925
Adjusted R-squared	0.348760	S.D. dependent var		0.353414
S.E. of regression	0.285203	Akaike info criterion		0.487554
Sum squared resid	1.138771	Schwarz criterion		0.634592
Log likelihood	-1.144213	Hannan-Quinn criter.		0.502170
F-statistic	5.284260	Durbin-Watson stat		1.900828
Prob(F-statistic)	0.019509			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DLPRP				
Null Hypothesis: DLPRP has a unit root				
Exogenous: Constant				
Lag Length: 0 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-3.886751	
	5% level		-3.052169	
	10% level		-2.666593	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DLPRP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 00:59				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLPRP(-1)	-0.565716	0.233043	-2.427524	0.0283
C	-0.000372	0.012499	-0.029770	0.9766
R-squared	0.282052	Mean dependent var	-0.000272	
Adjusted R-squared	0.234189	S.D. dependent var	0.058888	
S.E. of regression	0.051534	Akaike info criterion	-2.983033	
Sum squared resid	0.039836	Schwarz criterion	-2.885008	
Log likelihood	27.35578	Hannan-Quinn criter.	-2.973289	
F-statistic	5.892872	Durbin-Watson stat	1.819369	
Prob(F-statistic)	0.028261			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DLPRP				
Null Hypothesis: DLPRP has a unit root				
Exogenous: None				
Lag Length: 0 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-2.708094	
	5% level		-1.962813	
	10% level		-1.606129	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DLPRP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 00:59				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLPRP(-1)	-0.565694	0.225648	-2.506974	0.0233
R-squared	0.282009	Mean dependent var	-0.000272	
Adjusted R-squared	0.282009	S.D. dependent var	0.058888	
S.E. of regression	0.049899	Akaike info criterion	-3.100621	
Sum squared resid	0.039838	Schwarz criterion	-3.051609	
Log likelihood	27.35528	Hannan-Quinn criter.	-3.095749	
Durbin-Watson stat	1.819309			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DLCHA				
Null Hypothesis: DLCHA has a unit root				
Exogenous: Constant, Linear Trend				
Lag Length: 0 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-4.616209	
	5% level		-3.710482	
	10% level		-3.297799	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DLCHA)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:43				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLCHA(-1)	-1.002259	0.271354	-3.693555	0.0024
C	0.188588	0.175504	1.074566	0.3007
@TREND("2000")	-0.012496	0.015582	-0.801941	0.4360
R-squared	0.493700	Mean dependent var	0.019786	
Adjusted R-squared	0.421371	S.D. dependent var	0.401424	
S.E. of regression	0.305354	Akaike info criterion	0.624096	
Sum squared resid	1.305375	Schwarz criterion	0.771133	
Log likelihood	-2.304813	Hannan-Quinn criter.	0.638711	
F-statistic	6.825789	Durbin-Watson stat	1.982605	
Prob(F-statistic)	0.008528			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DLPP				
Null Hypothesis: DLPP has a unit root				
Exogenous: Constant				
Lag Length: 0 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-3.886751	
	5% level		-3.052169	
	10% level		-2.666593	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DLPP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:23				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLPP(-1)	-0.790146	0.252492	-3.129384	0.0069
C	0.056820	0.069517	0.817349	0.4265
R-squared	0.394992	Mean dependent var	0.026925	
Adjusted R-squared	0.354658	S.D. dependent var	0.353414	
S.E. of regression	0.283909	Akaike info criterion	0.429803	
Sum squared resid	1.209062	Schwarz criterion	0.527828	
Log likelihood	-1.653326	Hannan-Quinn criter.	0.439547	
F-statistic	9.793045	Durbin-Watson stat	1.891760	
Prob(F-statistic)	0.006891			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DLPP				
Null Hypothesis: DLPP has a unit root				
Exogenous: None				
Lag Length: 0 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-2.708094	
	5% level		-1.962813	
	10% level		-1.606129	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DLPP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:42				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLPP(-1)	-0.761786	0.247489	-3.078059	0.0072
R-squared	0.368046	Mean dependent var	0.026925	
Adjusted R-squared	0.368046	S.D. dependent var	0.353414	
S.E. of regression	0.280948	Akaike info criterion	0.355730	
Sum squared resid	1.262911	Schwarz criterion	0.404743	
Log likelihood	-2.023705	Hannan-Quinn criter.	0.360602	
Durbin-Watson stat	1.857069			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DLINV				
Null Hypothesis: DLINV has a unit root				
Exogenous: Constant, Linear Trend				
Lag Length: 2 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-4.728363	
	5% level		-3.759743	
	10% level		-3.324976	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 15				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DLINV)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:05				
Sample (adjusted): 2004 2018				
Included observations: 15 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLINV(-1)	-0.840047	0.282694	-2.971578	0.0140
D(DLINV(-1))	0.547396	0.194441	2.815228	0.0183
D(DLINV(-2))	0.240713	0.289212	0.832305	0.4247
C	0.217534	0.096136	2.262766	0.0471
@TREND("2000")	-0.013573	0.007319	-1.854490	0.0934
R-squared	0.622522	Mean dependent var	0.005998	
Adjusted R-squared	0.471530	S.D. dependent var	0.144322	
S.E. of regression	0.104916	Akaike info criterion	-1.410107	
Sum squared resid	0.110074	Schwarz criterion	-1.174091	
Log likelihood	15.57581	Hannan-Quinn criter.	-1.412622	
F-statistic	4.122895	Durbin-Watson stat	1.979579	
Prob(F-statistic)	0.031519			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DLCHA				
Null Hypothesis: DLCHA has a unit root				
Exogenous: Constant				
Lag Length: 0 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-3.886751	
	5% level		-3.052169	
	10% level		-2.666593	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DLCHA)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:44				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLCHA(-1)	-0.949520	0.260113	-3.650414	0.0024
C	0.061324	0.074052	0.828122	0.4206
R-squared	0.470442	Mean dependent var		0.019786
Adjusted R-squared	0.435138	S.D. dependent var		0.401424
S.E. of regression	0.301700	Akaike info criterion		0.551361
Sum squared resid	1.365340	Schwarz criterion		0.649386
Log likelihood	-2.686569	Hannan-Quinn criter.		0.561105
F-statistic	13.32552	Durbin-Watson stat		1.983334
Prob(F-statistic)	0.002368			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DLCHA				
Null Hypothesis: DLCHA has a unit root				
Exogenous: None				
Lag Length: 0 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-2.708094	
	5% level		-1.962813	
	10% level		-1.606129	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 17				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DLCHA)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:44				
Sample (adjusted): 2002 2018				
Included observations: 17 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLCHA(-1)	-0.916421	0.254488	-3.601043	0.0024
R-squared	0.446231	Mean dependent var		0.019786
Adjusted R-squared	0.446231	S.D. dependent var		0.401424
S.E. of regression	0.298722	Akaike info criterion		0.478419
Sum squared resid	1.427762	Schwarz criterion		0.527431
Log likelihood	-3.066560	Hannan-Quinn criter.		0.483291
Durbin-Watson stat	1.958833			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DLDINV				
Null Hypothesis: DLDINV has a unit root				
Exogenous: Constant				
Lag Length: 2 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-3.959148	
	5% level		-3.081002	
	10% level		-2.681330	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 15				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DLDINV)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:01				
Sample (adjusted): 2004 2018				
Included observations: 15 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLDINV(-1)	-0.608219	0.280257	-2.170219	0.0528
D(DLDINV(-1))	0.530496	0.214684	2.471054	0.0311
D(DLDINV(-2))	-0.031348	0.275493	-0.113790	0.9115
C	0.050118	0.036533	1.371859	0.1974
R-squared	0.492702	Mean dependent var		0.005998
Adjusted R-squared	0.354348	S.D. dependent var		0.144322
S.E. of regression	0.115966	Akaike info criterion		-1.247855
Sum squared resid	0.147930	Schwarz criterion		-1.059042
Log likelihood	13.35891	Hannan-Quinn criter.		-1.249866
F-statistic	3.561165	Durbin-Watson stat		1.707412
Prob(F-statistic)	0.050937			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DLDINV				
Null Hypothesis: DLDINV has a unit root				
Exogenous: None				
Lag Length: 2 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
Test critical values:				
	1% level		-2.728252	
	5% level		-1.966270	
	10% level		-1.605026	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 15				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DLDINV)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:03				
Sample (adjusted): 2004 2018				
Included observations: 15 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLDINV(-1)	-0.390363	0.239259	-1.631551	0.1287
D(DLDINV(-1))	0.460507	0.216062	2.131367	0.0544
D(DLDINV(-2))	-0.189871	0.259115	-0.732768	0.4778
R-squared	0.405908	Mean dependent var		0.005998
Adjusted R-squared	0.306892	S.D. dependent var		0.144322
S.E. of regression	0.120153	Akaike info criterion		-1.223253
Sum squared resid	0.173240	Schwarz criterion		-1.081643
Log likelihood	12.17440	Hannan-Quinn criter.		-1.224761
Durbin-Watson stat	1.714299			

**Tableau N(03) : Test ADF pour les séries DLPRPR et DDLINV**

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DDLIN V				
Null Hypothesis: DDLIN V has a unit root				
Exogenous: Constant, Linear Trend				
Lag Length: 1 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
-3.803140 0.0466				
Test critical values:				
1% level -4.728363				
5% level -3.759743				
10% level -3.324976				
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 15				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DDLIN V)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:08				
Sample (adjusted): 2004 2018				
Included observations: 15 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DDLIN V(-1)	-1.043171	0.274292	-3.803140	0.0029
D(DDLIN V(-1))	0.403130	0.250646	1.608366	0.1361
C	0.048991	0.101559	0.482389	0.6390
@TREND("2000")	-0.003955	0.008589	-0.460535	0.6541
R-squared	0.592145	Mean dependent var	0.019641	
Adjusted R-squared	0.480912	S.D. dependent var	0.190526	
S.E. of regression	0.137270	Akaike info criterion	-0.910560	
Sum squared resid	0.207273	Schwarz criterion	-0.721747	
Log likelihood	10.82920	Hannan-Quinn criter.	-0.912571	
F-statistic	5.323458	Durbin-Watson stat	1.981935	
Prob(F-statistic)	0.016447			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DDLIN V				
Null Hypothesis: DDLIN V has a unit root				
Exogenous: Constant				
Lag Length: 1 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
-4.075746 0.0081				
Test critical values:				
1% level -3.959148				
5% level -3.081002				
10% level -2.681330				
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 15				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DDLIN V)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:09				
Sample (adjusted): 2004 2018				
Included observations: 15 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DDLIN V(-1)	-1.064744	0.261239	-4.075746	0.0015
D(DDLIN V(-1))	0.437320	0.231406	1.889837	0.0832
C	0.005193	0.034442	0.150762	0.8827
R-squared	0.584281	Mean dependent var	0.019641	
Adjusted R-squared	0.514995	S.D. dependent var	0.190526	
S.E. of regression	0.132687	Akaike info criterion	-1.024786	
Sum squared resid	0.211269	Schwarz criterion	-0.863186	
Log likelihood	10.68597	Hannan-Quinn criter.	-1.026304	
F-statistic	8.432831	Durbin-Watson stat	1.991842	
Prob(F-statistic)	0.005162			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DDLIN V				
Null Hypothesis: DDLIN V has a unit root				
Exogenous: None				
Lag Length: 1 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
-4.276939 0.0003				
Test critical values:				
1% level -2.728252				
5% level -1.966270				
10% level -1.605026				
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 15				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DDLIN V)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 14:10				
Sample (adjusted): 2004 2018				
Included observations: 15 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DDLIN V(-1)	-1.068793	0.249897	-4.276939	0.0009
D(DDLIN V(-1))	0.439320	0.222172	1.977388	0.0696
R-squared	0.583494	Mean dependent var	0.019641	
Adjusted R-squared	0.551455	S.D. dependent var	0.190526	
S.E. of regression	0.127602	Akaike info criterion	-1.156237	
Sum squared resid	0.211669	Schwarz criterion	-1.061830	
Log likelihood	10.67178	Hannan-Quinn criter.	-1.157242	
Durbin-Watson stat	1.985911			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DDLPRP				
Null Hypothesis: DDLPRP has a unit root				
Exogenous: Constant, Linear Trend				
Lag Length: 1 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
-4.682161 0.0108				
Test critical values:				
1% level -4.728363				
5% level -3.759743				
10% level -3.324976				
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 15				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DDLPRP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 01:03				
Sample (adjusted): 2004 2018				
Included observations: 15 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DDLPRP(-1)	-1.857524	0.396724	-4.682161	0.0007
D(DDLPRP(-1))	0.286724	0.234615	1.222102	0.2472
C	-0.051096	0.036558	-1.397687	0.1898
@TREND("2000")	0.003577	0.003080	1.161325	0.2701
R-squared	0.783357	Mean dependent var	-0.001771	
Adjusted R-squared	0.724273	S.D. dependent var	0.097560	
S.E. of regression	0.051229	Akaike info criterion	-2.881859	
Sum squared resid	0.029868	Schwarz criterion	-2.693048	
Log likelihood	25.61394	Hannan-Quinn criter.	-2.883870	
F-statistic	13.25827	Durbin-Watson stat	2.194746	
Prob(F-statistic)	0.000566			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DDLPRP				
Null Hypothesis: DDLPRP has a unit root				
Exogenous: Constant				
Lag Length: 1 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
-4.531250 0.0035				
Test critical values:				
1% level -3.959148				
5% level -3.081002				
10% level -2.681330				
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 15				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DDLPRP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 01:05				
Sample (adjusted): 2004 2018				
Included observations: 15 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DDLPRP(-1)	-1.816252	0.400828	-4.531250	0.0007
D(DDLPRP(-1))	0.277230	0.237855	1.165540	0.2664
C	-0.011561	0.013516	-0.855357	0.4091
R-squared	0.756795	Mean dependent var	-0.001771	
Adjusted R-squared	0.716261	S.D. dependent var	0.097560	
S.E. of regression	0.051968	Akaike info criterion	-2.999539	
Sum squared resid	0.032407	Schwarz criterion	-2.757929	
Log likelihood	24.74654	Hannan-Quinn criter.	-2.901047	
F-statistic	18.67057	Durbin-Watson stat	2.009768	
Prob(F-statistic)	0.000207			

Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test on DDLPRP				
Null Hypothesis: DDLPRP has a unit root				
Exogenous: None				
Lag Length: 1 (Fixed)				
			t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic				
-4.526975 0.0002				
Test critical values:				
1% level -2.728252				
5% level -1.966270				
10% level -1.605026				
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.				
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 15				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(DDLPRP)				
Method: Least Squares				
Date: 08/11/21 Time: 01:05				
Sample (adjusted): 2004 2018				
Included observations: 15 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DDLPRP(-1)	-1.790729	0.395569	-4.526975	0.0006
D(DDLPRP(-1))	0.276633	0.235386	1.175232	0.2610
R-squared	0.741967	Mean dependent var	-0.001771	
Adjusted R-squared	0.722118	S.D. dependent var	0.097560	
S.E. of regression	0.051428	Akaike info criterion	-2.973689	
Sum squared resid	0.034383	Schwarz criterion	-2.879282	
Log likelihood	24.30267	Hannan-Quinn criter.	-2.974685	
Durbin-Watson stat	1.942913			

**Annexe N(03) : Corrélogramme pour les séries DLPP, DDLPRPR, DDLDINV et DLCHA**

Correlogram of DDLPRP						
Date: 08/11/21 Time: 01:00						
Sample: 2000 2018						
Included observations: 17						
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1 -0.303	-0.303	1.8552	0.173	
		2 -0.114	-0.227	2.1365	0.344	
		3 0.145	0.039	2.6201	0.454	
		4 -0.035	0.006	2.6502	0.618	
		5 -0.203	-0.207	3.7542	0.585	
		6 0.089	-0.075	3.9857	0.679	
		7 -0.295	-0.416	6.7873	0.451	
		8 0.183	-0.040	7.9884	0.435	
		9 -0.023	-0.131	8.0095	0.533	
		10 -0.126	-0.210	8.7405	0.557	
		11 0.193	0.007	10.754	0.464	
		12 0.082	-0.062	11.184	0.513	

Correlogram of DLPP						
Date: 08/11/21 Time: 01:19						
Sample: 2000 2018						
Included observations: 18						
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1 0.199	0.199	0.8358	0.361	
		2 -0.124	-0.170	1.1834	0.553	
		3 -0.087	-0.026	1.3663	0.713	
		4 -0.256	-0.270	3.0551	0.549	
		5 -0.148	-0.059	3.6580	0.600	
		6 0.272	0.268	5.8739	0.437	
		7 0.014	-0.184	5.8807	0.554	
		8 -0.065	-0.022	6.0321	0.644	
		9 -0.211	-0.314	7.8180	0.553	
		10 -0.201	0.004	9.6440	0.472	
		11 -0.132	-0.156	10.543	0.482	
		12 -0.004	-0.157	10.544	0.568	

Correlogram of DLCHA						
Date: 08/11/21 Time: 14:40						
Sample: 2000 2018						
Included observations: 18						
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1 0.048	0.048	0.0483	0.826	
		2 -0.057	-0.059	0.1213	0.941	
		3 -0.185	-0.180	0.9412	0.815	
		4 -0.269	-0.266	2.7989	0.592	
		5 -0.078	-0.100	2.9682	0.705	
		6 0.230	0.184	4.5558	0.602	
		7 0.188	0.105	5.7142	0.573	
		8 -0.030	-0.121	5.7461	0.676	
		9 -0.255	-0.275	8.3376	0.501	
		10 -0.200	-0.104	10.132	0.429	
		11 -0.093	-0.013	10.575	0.479	
		12 0.001	-0.137	10.575	0.566	

Correlogram of DDLDINV						
Date: 08/11/21 Time: 14:06						
Sample: 2000 2018						
Included observations: 17						
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1 0.328	0.328	2.1678	0.141	
		2 -0.265	-0.417	3.6785	0.159	
		3 -0.397	-0.187	7.3195	0.062	
		4 -0.307	-0.253	9.6635	0.046	
		5 -0.180	-0.272	10.540	0.061	
		6 -0.010	-0.209	10.543	0.104	
		7 0.018	-0.387	10.554	0.159	
		8 0.339	0.196	14.678	0.066	
		9 0.341	-0.115	19.371	0.022	
		10 0.055	0.003	19.512	0.034	
		11 -0.208	-0.063	21.852	0.026	
		12 -0.286	-0.122	27.120	0.007	

**Annexe N(04) : Résultat du test de causalité de Granger entre les variables LPP, LPRPR, LDINV, LCHA.**

Pairwise Granger Causality Tests			
Date: 08/22/21 Time: 13:58			
Sample: 2000 2018			
Lags: 1			
Null Hypothesis:	Obs	F-Statistic	Prob.
LPP does not Granger Cause LPRP	18	10.1013	0.0062
LPRP does not Granger Cause LPP		1.50244	0.2392
LDINV does not Granger Cause LPRP	18	9.16333	0.0085
LPRP does not Granger Cause LDINV		1.53899	0.2338
LCHA does not Granger Cause LPRP	18	9.41247	0.0078
LPRP does not Granger Cause LCHA		0.84800	0.3717
LDINV does not Granger Cause LPP	18	1.66274	0.2168
LPP does not Granger Cause LDINV		0.80704	0.3832
LCHA does not Granger Cause LPP	18	1.15690	0.2991
LPP does not Granger Cause LCHA		0.40602	0.5336
LCHA does not Granger Cause LDINV	18	1.85265	0.1936
LDINV does not Granger Cause LCHA		0.75548	0.3984

**Annexe N(05) : Les valeurs des critères Akaike, Schwarz, Hannan-Quinn pour déterminer les degrés de retard dans le modèle VAR.**

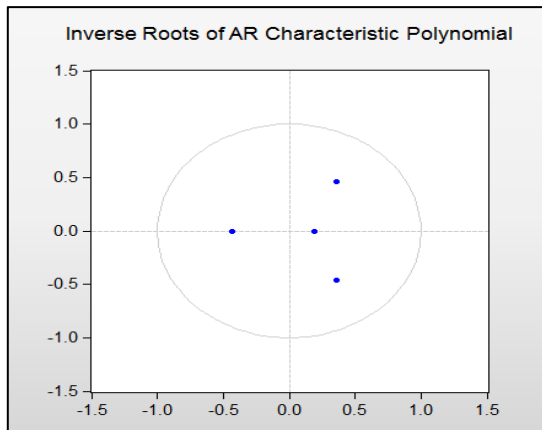
Lag	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
1	56.12491	NA	5.88e-08*	-5.349988*	-4.594734*	-5.358033*
2	71.63005	14.47147	9.75e-08	-5.284007	-3.773500	-5.300097

\* indicates lag order selected by the criterion  
 LR: sequential modified LR test statistic (each test at 5% level)  
 FPE: Final prediction error  
 AIC: Akaike information criterion  
 SC: Schwarz information criterion  
 HQ: Hannan-Quinn information criterion

**Annexe N(06) : Les résultats de l'estimation du modèle de vecteur auto régressive VAR (1)**

Vector Autoregression Estimates				
Vector Autoregression Estimates				
Date: 08/22/21 Time: 15:13				
Sample (adjusted): 2003 2018				
Included observations: 16 after adjustments				
Standard errors in ( ) & t-statistics in [ ]				
	DLPP	DDLPRP	DDLINV	DLCHA
DLPP(-1)	-0.174247 (0.70249) [-0.24804]	0.006309 (0.13458) [ 0.04688]	0.144083 (0.38807) [ 0.37128]	-0.372540 (0.78559) [-0.47422]
DDLPRP(-1)	-2.091245 (1.37650) [-1.51924]	-0.162484 (0.26370) [-0.61617]	-0.608076 (0.76041) [-0.79967]	-1.553424 (1.53933) [-1.00916]
DDLINV(-1)	-0.716794 (0.50991) [-1.40572]	-0.007421 (0.09768) [-0.07597]	0.380809 (0.28169) [ 1.35188]	-0.668431 (0.57023) [-1.17221]
DLCHA(-1)	0.396718 (0.66536) [ 0.59624]	-0.088441 (0.12746) [-0.69385]	0.071910 (0.36756) [ 0.19564]	0.383323 (0.74407) [ 0.51517]
C	0.034295 (0.07457) [ 0.45993]	-0.001976 (0.01428) [-0.13836]	-0.014961 (0.04119) [-0.36320]	0.051254 (0.08339) [ 0.61466]
R-squared	0.268782	0.276099	0.256255	0.148036
Adj. R-squared	0.002885	0.012862	-0.014197	-0.161769
Sum sq. resids	0.924680	0.033935	0.282185	1.156375
S.E. equation	0.289934	0.055543	0.160166	0.324230
F-statistic	1.010849	1.048863	0.947505	0.477835
Log likelihood	0.104151	26.54414	9.599222	-1.684627
Akaike AIC	0.611981	-2.693017	-0.574903	0.835578
Schwarz SC	0.853415	-2.451583	-0.333469	1.077012
Mean dependent	0.065542	-0.005898	-0.013129	0.070025
S.D. dependent	0.290353	0.055904	0.159041	0.300811
Determinant resid covariance (dof adj.)		3.51E-08		
Determinant resid covariance		7.85E-09		
Log likelihood		58.49280		
Akaike information criterion		-4.811600		
Schwarz criterion		-3.845864		
Number of coefficients		20		

## Annexe N(07) : Les résultats des tests de validité du modèle vecteur auto régressif VAR (1)



**VAR Stability Condition Check**

Roots of Characteristic Polynomial  
 Endogenous variables: DLPP DDLPRP  
 DDLINV DLCHA  
 Exogenous variables:  
 Lag specification: 1 1  
 Date: 08/11/21 Time: 14:53

Root	Modulus
0.354522 - 0.462829i	0.583007
0.354522 + 0.462829i	0.583007
-0.428705	0.428705
0.194309	0.194309

No root lies outside the unit circle.  
 VAR satisfies the stability condition.

VAR Residual Portmanteau Tests for Autocorrelations  
 Null Hypothesis: No residual autocorrelations up to lag h  
 Date: 08/22/21 Time: 21:40  
 Sample: 2000 2018  
 Included observations: 16

Lags	Q-Stat	Prob.*	Adj Q-Stat	Prob.*	df
1	8.196413	---	8.742840	---	---
2	19.21815	0.2575	21.33911	0.1658	16
3	39.40428	0.1725	46.18358	0.0501	32
4	44.53447	0.6156	53.02383	0.2866	48
5	58.58888	0.6675	73.46661	0.1957	64
6	72.92281	0.6998	96.40090	0.1022	80
7	75.83717	0.9361	101.5820	0.3288	96
8	87.75387	0.9563	125.4154	0.1822	112
9	93.29398	0.9909	138.0785	0.2561	128
10	98.04611	0.9988	150.7508	0.3333	144

\*Test is valid only for lags larger than the VAR lag order.  
 df is degrees of freedom for (approximate) chi-square distribution

VAR Residual Serial Correlation LM Tests  
 Date: 08/24/21 Time: 23:22  
 Sample: 2000 2018  
 Included observations: 16

Null hypothesis: No serial correlation at lag h

Lag	LRE* stat	df	Prob.	Rao F-stat	df	Prob.
1	15.27575	16	0.5045	0.930713	(16, 12.9)	0.5607
2	9.315704	16	0.8998	0.481033	(16, 12.9)	0.9163
3	23.62905	16	0.0979	1.837696	(16, 12.9)	0.1380
4	5.357286	16	0.9937	0.248862	(16, 12.9)	0.9949
5	17.64248	16	0.3452	1.150239	(16, 12.9)	0.4053
6	23.05822	16	0.1122	1.762850	(16, 12.9)	0.1550
7	6.917458	16	0.9748	0.334888	(16, 12.9)	0.9793
8	21.34428	16	0.1657	1.550627	(16, 12.9)	0.2162
9	16.78220	16	0.3998	1.067402	(16, 12.9)	0.4596
10	25.41972	16	0.0628	2.086945	(16, 12.9)	0.0944

VAR Residual Heteroskedasticity Tests: No Cross Terms (only levels and squares)  
 Date: 07/19/20 Time: 22:13  
 Sample: 1980 2018  
 Included observations: 37

Joint test:

Chi-sq	df	Prob.
78.89147	100	0.9412

VAR Residual Normality Tests  
 Orthogonalization: Cholesky (Lutkepohl)  
 Null Hypothesis: Residuals are multivariate normal  
 Date: 08/11/21 Time: 14:55  
 Sample: 2000 2018  
 Included observations: 16

Component	Jarque-B...	df	Prob.
1	1.435305	2	0.4879
2	0.376766	2	0.8283
3	0.763152	2	0.6828
4	1.396112	2	0.4976
Joint	3.971335	8	0.8597

\*Approximate p-values do not account for coefficient estimation

---

---

## **TABLE DES ILLUSTRATIONS**

---

## Liste des tableaux

Tableau N°1 : les principales catégories de pétrole brut.....	16
Tableau N°2 : Grandes régions de production pétrolière.....	27
Tableau N°3 : La production de pétrole entre 2000 et 2010 dans les principaux pays en millions de tonnes par an.....	28
Tableau N°4 : La production de pétrole de 2012 à 2018 dans les principaux pays en millions de tonnes par an.....	29
Tableau N°5 : les principaux Etats consommateurs de pétrole entre 2000 et 2018 en (kbbbl/j).....	30
Tableau N°6 : les plus grandes compagnies pétrolières selon le chiffre d'affaire en M/\$.....	32
Tableau N°7 : Total des réserves prouvées entre 1996 et 2016.....	41
Tableau N°8 : Les principales caractéristiques des contrats pétroliers négociés au New York Mercantile Exchange.....	91
Tableau N°9 : Les déterminants du taux de change et ses effets.....	158
Tableau n°10 : Valeurs des critères d'Akaike et Schwarz pour déterminer le niveau des retards (P).....	186
Tableau n°11 : Résultats des tests ADF sur les séries LPRP, LPP, LDINV et LCHA.....	187
Tableau n°12 : Résultats des tests ADF sur les séries LPRP, LPP, LDINV et LCHA, après avoir effectué les différences du premier ordre.....	189
Tableau n°13 : Résultats du test ADF sur la série étudiée après avoir fait les différences de second ordre.....	191
Tableau n°14 : Résultats du test de causalité de Granger parmi toutes les variables étudiées.....	192
Tableau n°15: Valeurs d'Akaike, Schwarz et Hannan-Quinn pour déterminer les degrés de retard dans le modèle VAR.....	194
Tableau n°16 : les résultats du test de stabilité du VARx (1,0).....	199
Tableau n°17 : Résultats du LM-Test.....	199
Tableau n°18 : Résultats du test Box-Pierce/ Ljung-Box.....	200
Tableau n°19 : Résultats du test Jarque-Bera.....	200
Tableau n°20: Résultats de décomposition de la variance de l'erreur de prévision des prix du pétrole.....	206

Tableau n°21: Résultats de décomposition de la variance de l'erreur de prévision pour les quantités de production de pétrole.....	207
Tableau n°22: Résultats de la décomposition de la variance des erreurs de prévision des dépenses d'investissement.....	208
Tableau n° 23: Résultats de la décomposition de la variance des erreurs de prévision du chiffre d'affaires de Sonatrach.....	209

## Liste des figures

Figure N°1 : les types de navire de transport de pétrole.....	22
Figure N°2: Volume des réserves mondiales de pétrole de 1990 à 2018 (En milliards de barils).....	41
FigureN°3 : La production des pays hors OPEP et les prix du pétrole .....	43
Figure n°4 : Capacité de production non utilisée par l'OPEP et les cours du pétrole.....	43
Figure N°5 : Consommation de pétrole par les pays de l'OCDE et le prix du pétrole.....	47
Figure N°6 : Consommation de pétrole par les pays hors OCDE et leur produit intérieur brut.....	87
Figure N°7 : Prix du pétrole et les principaux évènements géopolitiques et économiques ....	50
Figure N°8 : Prix du pétrole brut entre 1970 et 2011 .....	51
Figure N°9 : Evolution des prix des matières premières entre 2000 à 2016.....	72
Figure N°10 : Poids (%) des non commerciaux sur le marché du blé.....	74
Figure N°11 : Volume des transactions à terme.....	105
Figure N°12 : Evolution des prix spot et prix à terme de pétrole entre 1990 et 2010.....	108
Figure N°13 : Les Prix du brut et coût d'investissement entre 2000 et 2008.....	110
Figure n°14 : Valeur du dollar et prix spot du Brent.....	112
Figure n°15 : Cours du brut WTI et l'inflation anticipée aux Etats-Unis.....	113
FIGURE n°16 : Courbe des prix à terme NYMEX du WTI, avril-juillet 2008.....	116
Figure n°17 : Le stockage, variable d'ajustement entre équilibres financier et économique.....	117
Figure n°18 : Position nette des acteurs financiers.....	122
Figure N°19 : La production de pétrole en Algérie de 1965 à 2011 (en milliers de barils/jours).....	136

Figure N°20 : Les réserves prouvées de pétrole en Algérie entre 2004 et 2008 (en milliers de barils).....	137
Figure N°21: Présentation des exportations d'hydrocarbures en Algérie, 1970-2008 (Tonne d'Equivalent Pétrole).....	138
Figure N°22: La part des exportations d'hydrocarbures en Algérie entre 1978 et 2006 (en million de dollars).....	139
Figure N°23 : Evolution du produit intérieur brut en Algérie (en %).....	143
Figure N°24 : Evolution du PIB par habitant en Algérie.....	145
Figure N°25: L'oscillation des recettes budgétaires en Algérie (en % du PIB).....	146
Figure N°26 : Le taux d'inflation en Algérie entre 1985 et 2018.....	149
Figure N°27 : Taux de chômage en Algérie entre 2001-09.....	150
Figure N°28 : La composition du commerce extérieur algérien (en milliards de dollars).....	152
Figure N°29 : Oscillations des réserves de changes algériennes entre 2002 et 2011 (en milliards de dollars).....	156
Figure N°30 : Taux de change effectif réel entre 1970 jusqu'à 2003.....	160
Figure n°31 : Les graphiques des séries temporelles des variables étudiées.....	183
Figure n°32 : les courbes graphiques des variables étudiées après insertion du logarithme.....	184
Figure n°33 : Réponse des variables (DDLPRP, DDLDIV et DLCHA) au choc dans (DLPP).....	201
Figure n°34 : Réponse des variables (DLPP, DDLDIV et DLCHA) au choc dans (DDLPRP).....	202
Figure n°35: Réponse des variantes (DLPP, DDLPRP et DLCHA) au choc dans (DDLDIV).....	203
Figure n°36: Réponse des variantes (DLPP, DDLPRP et DDLDIV) au choc dans (DLCHA).....	204

## Liste des schémas

Schéma N°1 : raffinage de pétrole brut.....	23
Schéma N°02 : Organigramme du groupe Sonatrach et de ses filiales.....	131

## Liste des abréviations

A.D.F: Test Dickey-Fuller Augmentes

A.I.E : Agence internationale de l'Energie

A.N.D.I : Agence Nationale de Développement des Investissements

A.P.I: American Petroleum Institut

ASCOOP : Association Coopérative Franco-Algérienne

A.S.P.O: Association for the Study of Peak Oil and Gas

B.P: British Petroleum

B.T.P.H: Bâtiment Travaux Publiques et Hydraulique

C.A.G.E.X : Compagnie Algérienne d'Assurance et de Garantie des Exportations

C.F.T.C: Commodities Futures Trading Commission

C.F.P: Compagnie Française des Pétroles

C.R.E.P.S: Compagnie de Recherche et d'Exploitation de Pétrole au Sahara

D.E.M: Dubaï Mercantile Exchange

EUROMED: Euro-Mediterranean

F.A.I: Fonds d'Appui aux Investissements

F.M.I : Fonds Monétaire International

F.R.R : Fond de Régulation des Recettes

G.N.L: Gaz Naturel Liquéfié

I.C.E : Inter Continental Exchange

I.F.P.E.N: Institut Français du Pétrole Energies Nouvelles

I.P.E: International Petroleum Exchange

K.P.S.S: Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin test

L.T.O: Light Tight Oil

M.C.O : Méthode des Moindres Carrés Ordinaires

N.Y.M.E.X: New York Mercantile Exchange

N.P.I: Nouvelle Politique Industrielle

O.P.E.P : Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole

O.C.D.E : Organisation de Coopération et de Développement Economique

OPS: Official Price System

O.N.U: Organisation des Nations Unies

O.T.C: Over The Counter

PROMEX : l'Office Algérien de Promotion des exportations hors hydrocarbures

P.I.B : Produit Intérieur Brut

P.S.R.E : Programme de Soutien à la Relance Economique

P.C.S.C.E : Programme de Consolidation et Soutien à la Croissance Economique

S.N.R.E.P.AL: Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole en Algérie

S.A.F.E.X: Société Algérienne des Foires et Expositions

TPL: Tonnes de Port en Lourd

T.O.C.O.M: Tokyo Commodity Exchange

U.L.C.C: Ultra Large Crude Carriers

U.R.S.S : Union des républiques socialistes soviétiques

V.A.R: Vecteur Auto-Régressif

V.L.C.C: Very Large Crude Carriers

W.T.I: West Texas International

---

---

# TABLE DES MATIÈRES

---

## Table des matières

Sommaire.....	4
Introduction générale.....	6
Chapitre I : Une brève aperçue sur l'économie pétrolière : un marché mondial à deux dimensions.....	12
Introduction.....	13
Section I : Eléments fondamentaux de l'économie pétrolière.....	14
1.1. Définition du pétrole brut.....	14
1.2. Les types de pétrole.....	15
1.3. Les étapes de l'industrie pétrolière .....	19
1.4. Les acteurs de l'industrie pétrolière.....	25
1.5. Les caractéristiques du marché pétrolier .....	34
Section II : Les déterminants du prix du pétrole : facteurs économiques et géopolitiques.....	38
2.1. L'épuisement des réserves.....	38
2.2. Les facteurs relatifs à l'offre disponible : le degré de déploiement des capacités de production et le coût de production .....	42
2.3. Le pouvoir des producteurs.....	44
2.4. Le rythme d'évolution de la demande du pétrole.....	46
2.5. La spéculation des financiers et l'évolution du cours du dollar.....	48
2.6. Le niveau d'absorption des pays exportateurs et les évènements géopolitiques.....	49
Section III : l'évolution des prix du pétrole brut entre 1960 jusqu'à 1999.....	50
3.1. Le monopole pétrolier et les deux crises des années 1970 (1960 – 1980).....	52
3.2. Les évènements des années 80 : La baisse progressive du pouvoir de l'OPEP.....	56
3.3. Le début des années 90 : Caractérisé par la baisse des prix.....	58
3.4. La période 1985-2000 : Le Contre choc pétrolier.....	59
3.5. Les dernières tentatives de reprise de contrôle de l'OPEP.....	62
3.6. Le début du marché libre.....	63
Conclusion.....	67

Chapitre II : La convergence entre marché pétrolier et les marchés financiers : vers une financiarisation décisive .....	68
Introduction .....	69
Section I : tentative d'éclaircissement sur la financiarisation des marchés de matières premières.....	70
1.1. Définition de la financiarisation.....	70
1.2. L'instabilité des prix des matières première induite par la sphère financière.....	74
Section II : Les différents produits dérivés de matières premières.....	79
2.1. Les contrats à terme de matières premières.....	80
2.2. Les contrats d'option sur matières premières.....	94
2.3. Les instruments dérivés négociés de gré à gré.....	99
Section III : la relation entre marchés financiers et marchés pétroliers.....	104
3.1. Les principaux marchés pétroliers à terme.....	104
3.2. Les intervenants du marché à terme et leurs objectifs.....	106
3.3. Les conditions ayant favorisées la hausse des prix de 2004 à 2008.....	109
3.4. L'attitude des intervenants financiers.....	111
3.5. Les éléments évoqués dans le rôle des intervenants financiers en 2008.....	114
3.6. Les évolutions du prix du pétrole entre 2009 et 2018.....	121
Conclusion.....	123
Chapitre III : Le secteur pétrolier algérien face à la volatilité des prix du pétrole.....	125
Introduction .....	126
Section I : Présentation du secteur pétrolier algérien.....	127
1.1. Les prémices de l'histoire du pétrole en Algérie.....	127
1.2. La création de la compagnie pétrolière algérienne : SONATRACH.....	128
1.3. L'évolution du secteur pétrolier Algérien en quelques évènements clés.....	132
1.4. Position du secteur pétrolier algérien à l'échelle internationale.....	135
Section II : les effets d'un prix du pétrole volatile sur l'économie algérienne .....	140

2.1. Les effets sur les principaux indicateurs économiques internes .....	140
2.2. Les effets sur les principaux indicateurs économiques externes.....	151
Section III : les moyens déployés par l'Algérie pour contrer la volatilité des prix du	
Pétrole .....	160
3.1. La mise en place de politiques économiques adaptées.....	161
3.2. Les politiques de vulgarisation des autres secteurs économiques.....	164
Conclusion.....	170
Chapitre IV : Analyse économétrique de l'impact de la volatilité des prix du pétrole sur	
l'activité pétrolière algérienne .....	
Introduction.....	172
Section I : Aspects théoriques de l'économétrie.....	173
1.1. Définition de l'économétrie.....	173
1.2. Modèles Économiques et Modèles Économétriques.....	174
1.4. Une analyse théorique de la méthodologie d'étude appliquée.....	175
Section II : Présentation de notre étude sous la modélisation VAR.....	182
2.1. L'étude de la stationnarité des séries temporelles des variables étudiées .....	183
2.1.1. Les graphiques des séries chronologiques des variables étudiées.....	183
2.1.2. Détermination du niveau de retards (P) pour les échantillons de test ADF.....	186
2.1.3. Le test ADF pour les séries LPRP, LPP, LDINV et LCHA.....	187
Section III : Détermination du modèle VAR de notre étude empirique.....	191
3.1. Estimation du modèle VAR et étude de la validité du modèle.....	191
3.2. L'étude dynamique du modèle de vecteur autorégressif (VAR).....	201
Conclusion.....	210
Conclusion générale.....	212
Bibliographie .....	219
Annexes .....	233
Liste des illustrations .....	247

Liste des abréviations .....	251
Table des matières .....	253

## **Résumé :**

L'accroissement des acteurs financiers sur le marché pétrolier à partir des années 2000 est un phénomène qualifié de financiarisation du marché pétrolier qui a suscité plusieurs débats. En effet, de nombreux chercheurs se sont penchés sur la question de l'impact ou l'influence que peut avoir cet emballement et comportement spéculatif des investisseurs financiers sur les prix du pétrole. Nous avons rassemblé une bonne partie des travaux qui estime que les nombreuses positions prises par ces acteurs ont un rôle à jouer dans l'amplification de la volatilité du prix du pétrole. Ainsi, cette amplification de la volatilité du prix du pétrole entraîne à son tour un impact sur des pays producteurs et plus encore dépendants économiquement des rentes pétrolières tels que l'Algérie. Plus profondément, c'est la compagnie pétrolière Sonatrach qui se voit touchée dans son activité pétrolière par les fortes perturbations du prix du pétrole. Une étude économétrique est menée à cet effet pour appréhender le degré de cet impact sur l'activité pétrolière algérienne. À partir du programme Eviews 10, un modèle VAR est établi pour déduire les relations entre la variable prix du pétrole et les variables de l'activité de Sonatrach (Production de pétrole, dépenses d'investissements et le chiffre d'affaires) dans la période de financiarisation (2000-2018). Les résultats révèlent un impact sur la situation financière de la compagnie pétrolière algérienne et un impact compte tenu de l'évolution de la production pétrolière de Sonatrach dans la mesure où les prises de décision d'investissement ne suivent pas forcément l'évolution des prix du pétrole face à l'incertitude de son évolution, dont la volatilité est amplifiée par la financiarisation du marché pétrolier mondial.

Mots Clés : Financiarisation, Marchés à terme, Marché pétrolier, Volatilité des prix

## **Abstract:**

The increase in financial actors in the oil market since the 2000s is a phenomenon referred to as the financialization of the oil market, which has sparked several debates. Indeed, numerous researchers have delved into the question of the impact or influence that this surge and speculative behavior of financial investors can have on oil prices. We have gathered a significant portion of studies that suggest that the numerous positions taken by these actors play a role in amplifying oil price volatility. Thus, this amplification of oil price volatility in turn has an impact on oil-producing countries, particularly those economically dependent on oil revenues such as Algeria. More deeply, it is the oil company Sonatrach that is affected in its oil activity by the strong disruptions in oil prices. An econometric study is conducted for this purpose to understand the degree of this impact on Algerian oil activity. Using the Eviews 10 program, a VAR model is established to deduce the relationships between the oil price variable and Sonatrach's activity variables (oil production, investment expenditures, and revenue) during the financialization period (2000-2018). The results reveal an impact on the financial situation of the Algerian oil company and an impact considering the evolution of Sonatrach's oil production, as investment decision-making may not necessarily follow the evolution of oil prices given the uncertainty of its evolution, whose volatility is amplified by the financialization of the global oil market.

Keywords: Financiarization, Futures market, Oil market, Price volatility.